Office national de l'énergie
National Energy Board

Motifs de décision

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.

RH-1-2000

Août 2000

Droits tarifaires

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.

Demande du 28 février 2000, dans sa version modifiée, visant les droits exigibles à compter du 1er décembre 1999

RH-1-2000

Août 2000

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2000

N° de cat. NE22-1/2000-6F
ISBN 0-662-85020-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta), T2P 0X8
Courrier électronique : orders@neb.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2000

Cat. No. NE22-1/2000-6E
ISBN 0-662-29333-9

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: orders@neb.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Abréviations iii

Exposé et comparutions iv

1. Introduction 1
1.1 Contexte 1
1.2 Demande 1

2. Besoins en recettes 3

3. Base tarifaire 4
3.1 Coût de construction de la canalisation principale 4
3.1.1 Aperçu 4
3.1.2 Opinion du demandeur 9
3.1.3 Opinions des intervenants 11
3.2 Provision pour fonds utilisés durant la construction 19

4. Coût du capital 22
4.1 Coût du financement par emprunt 22
4.1.1 Méthode du produit net 22
4.1.2 Frais liés à la caution d'achèvement 22
4.1.3 Coût des produits de gestion du risque associé aux taux d'intérêt 23
4.2 Rendement de la base tarifaire 24

5. Frais d'exploitation 26
5.1 Frais d'exploitation et d'entretien 26
5.2 Code de conduite 27

6. Comptes de report 28
6.1 Différends concernant la facturation/déterminants de la demande pour le service MN365 28
6.2 Autres recettes 29
6.3 Changements aux impôts tenant à la modification des dispositions législatives ou de la cotisation 30
6.4 Procès, médiation et arbitrage 30
6.5 Coûts de l'audience sur les droits 31
6.6 Frais d'intérêts 32
6.7 Utilisation des soldes des comptes et frais financiers 32

7. Questions tarifaires 34
7.1 Résiliation ou prolongation des ententes de service à long terme 34
7.2 Mécanisme d'équilibrage des retenues pour combustible 36

8. Réductions de droits consenties aux provinces 37
8.1 Date de commencement des réductions 37
8.2 Points de livraison auxquels s'applique la réduction de droits 37

9. Groupe de travail sur les droits et le tarif 41

10. Droits provisoires et droits définitifs 42

11. Questions juridiques 43
11.1 Fardeau de la preuve 43
11.2 Règle de pratique prescrite à l'instance RH-1-99 et provenance de la preuve 44
11.3 Utilisation de décisions antérieures de l'Office 45

12. Dispositif 46

Liste des tableaux

2-1 Besoins en recettes pour la période d'essai (en milliers $) 3
3-1 Base tarifaire moyenne pour la période d'essai (en milliers $) 4
4-1 Structure moyenne présumée du capital et rendement approuvés pour la période d'essai 25

Liste des annexes

I Ordonnance TG-5-2000 47
II Position conjointe sur les droits et les latéraux 49
III Liste des questions 50

Abréviations

CAPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
CG	Conditions générales
DPNÉ	Direction du pétrole de la Nouvelle-Écosse
É.-U.	États-Unis
ECC	entente-cadre de construction
GPCE	Groupe des producteurs de la côte Est
GTDT	Groupe de travail sur les droits et le tarif
Irving Oil	Irving Oil Limited
Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
M&NP ou demandeur ou associé gérant	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Nouveau-Brunswick	Province du Nouveau-Brunswick
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
période d'essai	période d'essai de dix mois portant du 1er décembre 1999 au 30 septembre 2000
PFUDC	provision pour fonds utilisés durant la construction
Position conjointe	Position conjointe sur les droits et les latéraux
protocole	protocole d'entente
Shell	Shell Canada Limitée
St. Clair	St. Clair Pipelines (1996) Ltd.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
UEI Holdings	UEI Holdings Inc.
Westcoast	Westcoast Energy Inc.

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi sur l'ONÉ) et à ses règlements d'application;

PAR SUITE D'une demande en date du 28 février 2000, dans sa version modifiée, que Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. a présentée au nom de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership, en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, concernant les droits définitifs exigibles à compter du 1er décembre 1999;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience RH-1-2000 de l'Office national de l'énergie;

ENTENDUE à Halifax, en Nouvelle-Écosse, les 26, 27, 28, 29 et 30 juin 2000 et les 4, 5, 6 et 7 juillet 2000.

DEVANT :

J.-P. Théorêt	Membre présidant l'audience
R.J. Harrison	Membre
C.L. Dybwad	Membre

COMPARUTIONS

L.E. Smith, c.r. N. Gretener	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers
C. Kemm Yates	Groupe des producteurs de la côte Est
R.R. Moore	Pétrolière Impériale Ressources Limitée
A. Ilnycky	Mobil Oil Canada Properties
R.G. Dingwall	Mosbacher Operating Ltd.
R.M. Perrin	Nova Scotia Resources (Ventures) Limited
D.S. MacDougall	Enbridge Gas New Brunswick Inc.
J.H. Smellie	Irving Oil Limited
M.A. Gelowitz	J.D. Irving Limited
P.W. Gurnham, c.r. J.B. MacIsaac	Nova Scotia Power Inc.
A.C. Reid	PanCanadian Petroleum Limited

J.L. Connors, c.r. B. Cook J. McNeil	Sempra Atlantic Gas Company
D.G. Davies J.P. Jamieson	Shell Canada Limitée
M. Imbleau	Société en commandite Gaz Métropolitain
A.L. Hess	WPS Energy Services Inc.
I. Blue, c.r. A. Hamilton	Province du Nouveau-Brunswick
H.D. Williamson, c.r.	Direction du pétrole, province de la Nouvelle-Écosse
M. Proud	Province de l'Île-du-Prince-Édouard
C. Beauchemin	Avocate de l'Office

Chapitre 1

Introduction

1.1 Contexte

Suite à l'instance GH-6-96, l'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) a délivré le certificat GC-95 à Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP ou demandeur ou associé gérant) le 17 décembre 1997. En vertu de ce certificat, M&NP a construit et exploite présentement un gazoduc qui s'étend de Goldboro, en Nouvelle-Écosse, à un point sur la frontière canado-américaine près de St. Stephen, au Nouveau-Brunswick, en passant par les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick. Il s'agit de la canalisation principale de M&NP (la canalisation principale).

Dans ses motifs de décision GH-6-96, l'Office a : (i) jugé convenable et approuvé pour le projet de M&NP une méthode d'établissement du coût du service basée sur une année d'essai future; (ii) approuvé un ratio du capital-actions ordinaire de 25 % assorti d'un taux de rendement de 13 % sur ce capital-actions pour les cinq premières années d'exploitation; (iii) donné instruction à M&NP de déposer des droits incorporant les dispositions relatives aux droits et aux latéraux qui sont énoncées dans la «Position conjointe sur les droits et les latéraux» (Position conjointe) (voir l'annexe II).

Le 17 septembre 1999, l'Office a approuvé le tarif relatif au service de transport de gaz que M&NP lui avait soumis. En donnant cette approbation, il a indiqué que les parties ayant des préoccupations non résolues au sujet du tarif pouvaient en saisir l'Office à n'importe quel moment. Le 14 octobre 1999, l'Office a rendu l'ordonnance TGI-3-99 fixant les droits provisoires exigibles, dont M&NP avait demandé l'approbation. Dans sa décision sur les droits provisoires, l'Office a confirmé que toutes les estimations de coûts et les hypothèses qui avaient servi à déterminer les droits provisoires de M&NP seraient réexaminées dans le cadre d'une instance sur les droits tenue aux termes de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ). L'Office a demandé à M&NP de déposer une demande visant ses droits définitifs au plus tard le 28 février 2000.

1.2 Demande

Le 28 février 2000, M&NP a présenté à l'Office une demande aux termes du paragraphe 19(2) et de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ concernant les droits définitifs exigibles à compter du 1er décembre 1999. La demande de M&NP visait la période d'essai de dix mois portant du 1er décembre 1999 au 30 septembre 2000 (période d'essai).

Le 17 mars 2000, l'Office a rendu l'ordonnance d'audience RH-1-2000, qui renfermait les instructions régissant le déroulement d'une audience publique qui devait débuter le 26 juin 2000, ainsi qu'une liste préliminaire des questions à étudier. Le 18 avril 2000, l'Office a révisé la liste des questions à la lumière des commentaires reçus des parties et a diffusé une liste des questions définitive (voir l'annexe III).

Dans sa demande initiale, M&NP avait traité des coûts et des volumes associés à sa canalisation principale et au latéral Point Tupper. Le 21 juin 2000, elle a modifié sa demande afin de supprimer les coûts et les volumes du latéral Point Tupper, lorsqu'il devint douteux que ce latéral entre en service pendant la période d'essai.

L'instance RH-1-2000 s'est tenue à Halifax, en Nouvelle-Écosse; elle a duré neuf jours, soit du 26 juin au 7 juillet 2000.

Chapitre 2

Besoins en recettes

L'Office a autorisé des besoins en recettes de 95,9 millions $ pour la période d'essai. Ce montant représente une estimation de la part de l'Office et pourra être modifié en fonction des décisions définitives à venir, comme c'est indiqué au chapitre 10. Le tableau 2-1présente un sommaire des besoins en recettes autorisés, y compris les ajustements effectués par l'Office.

Tableau 2-1
Besoins en recettes pour la période d'essai
(en milliers $)

	Demande	Ajustements de l'ONÉ	Autorisés par l'ONÉ (estimation)
Dépenses liées au transport	3 455	-	3 455
Frais administratifs et généraux	2 098	-	2 098
Coûts liés à l'audience sur les droits	750	-	750
Recouvrement des frais de l'ONÉ	520	-	520
Rendement de la base tarifaire	53 131	(1 773)	51 358
Dépréciation	24 734	(400)	24 334
Taxes municipales et autres impôts	11 682	-	11 682
Impôt sur le revenu	1 723	-	1 723
Total des besoins en recettes	**98 093**	**(2 173)**	**95 920**

Chapitre 3

Base tarifaire

Le tableau 3-1 présente un sommaire de la base tarifaire demandée par M&NP et de celle que l'Office a autorisée (d'après ses estimations). Comme nous le verrons plus loin dans ce chapitre, l'Office a ajusté certains postes de la base tarifaire pour la période d'essai, ce qui a réduit de 11,6 millions $ (montant estimatif) la base tarifaire de 728,6 millions $ que la compagnie avait demandée pour la période d'essai.

Tableau 3-1
Base tarifaire moyenne pour la période d'essai
(en milliers $)

	Demande	Ajustements de l'ONÉ	Autorisée par l'ONÉ (estimation)
Valeur brute des installations en service	738 073	(11 800)	726 273
Dépréciation cumulative	(12 291)	200	(12 091)
Valeur nette des installations en service	725 782	(11 600)	714 182
Moins : contributions d'aide à la construction	-	-	-
Valeur totale des installations en service	725 782	(11 600)	714 182
Matériaux et fournitures	41	-	41
Gaz en canalisation	3 773	-	3 773
Frais payés d'avance et dépôts	(1 003)	-	(1 003)
Total - Fonds de roulement	2 811	-	2 811
Moins : frais reportés	-	-	-
Total - Base tarifaire	**728 593**	**(11 600)**	**716 993**

3.1 Coût de construction de la canalisation principale

3.1.1 Aperçu

Le déboisement de l'emprise de la canalisation principale a débuté en novembre 1998. La majeure partie des travaux de construction s'est déroulée de mai à octobre 1999, moment où l'assemblage matériel de la canalisation a été achevé. Lorsqu'elle a déposé sa demande le 28 février 2000, M&NP avait terminé tous les travaux de construction sauf pour certaines tâches de nettoyage qu'elle s'attendait à avoir terminé à l'été 2000. M&NP a indiqué que la canalisation principale avait été mise en service le 1er décembre 1999 et que les livraisons de gaz vers le marché avaient débuté le 31 décembre 1999.

Pour construire la canalisation principale, M&NP a passé plusieurs contrats, dont le plus important est la *Master Construction Agreement* (entente-cadre de construction - ECC) datée du 10 juin 1998. L'ECC a été négociée avec BFC-Marine, une coentreprise formée de BFC Pipelines, filiale de la Foundation Company of Canada, et de Marine Pipeline Construction Limited (1993).

La gestion du projet relative à la construction a été confiée à deux filiales de Westcoast Energy Inc. (Westcoast). UEI Holdings Inc. (UEI Holdings) faisait fonction de gestionnaire de projet, et des employés de St. Clair Pipelines (1996) Ltd. (St. Clair) exécutaient les travaux.

Estimation du coût du projet

Les estimations ont évolué comme suit :

GH-6-96 - estimation	593,2 millions $
janvier 1999 - coût de contrôle cible	667 millions $
juillet 1999 - estimation	710 millions $
novembre 1999 - estimation	744 millions $
30 septembre 2000 - coût escompté	742,8 millions $
en décembre 2000 - coût total estimatif	754 millions $

Les estimations de coûts présentées au cours de l'instance GH-6-96 (en dollars de 1996) ont été majorées suivant un facteur d'accroissement de 12,5 % pour en arriver au coût de contrôle cible de 667 millions $, établi au 1er janvier 1999. Le facteur d'accroissement de 12,5 % se fondait sur un certain nombre d'éléments, dont des indices du coût de revient de services d'utilité publique aux États-Unis, des renseignements financiers provenant d'associés américains de M&NP et l'information à la disposition de M&NP lors du dépôt de sa demande à l'instance GH-6-96.

L'estimation du coût du projet a été portée à 710 millions $ en juillet 1999, pour traduire une tendance haussière de 20 % par rapport aux prévisions présentées à l'instance GH-6-96, puis à 744 millions $ en novembre 1999, pour refléter une tendance haussière de 30 % par rapport aux estimations présentées à l'instance GH-6-96.

Dans sa demande, M&NP a fourni une analyse des écarts indiquant que les coûts d'immobilisations du projet, au 30 septembre 2000, avaient augmenté de 149,6 millions $ par rapport aux estimations de coûts présentées à l'appui de la demande GH-6-96. Comme nous l'expliquons ci-après, la preuve a révélé qu'il y avait un écart de coûts particulièrement important attribuable à l'ECC conclue avec BFC-Marine.

Au moment de l'audience, les coûts réels du gazoduc étaient évalués à 754 millions $, compte tenu des coûts escomptés de 742,8 millions $ au 30 septembre 2000, des coûts des émissions de titres d'emprunt se rapportant à la canalisation principale, soit environ 10 millions $, et des coûts prévus pour octobre à décembre 2000, qui s'élevaient à environ 2 millions $.

Trois sujets de préoccupation ont été examinés au cours de l'audience, à savoir les coûts associés à l'ECC, la structure de gestion et de compensation, et le régime d'incitatifs et la prime de succès. Ces sujets sont individuellement discutés ci-après.

Entente-cadre de construction

Au mois de mars 1998, M&NP a fixé un coût cible estimatif de 282 millions $ pour le rôle de BFC-Marine dans le projet en vertu de l'ECC. Elle a fixé ce coût en fonction d'une première révision, proposée par BFC-Marine, du plan de construction global. Avant l'intervention de BFC-Marine, M&NP prévoyait compléter la construction en un été en faisant appel à trois équipes de construction. Le plan révisé consistait à mobiliser deux équipes de construction au cours des mois d'hiver et à redéployer ces mêmes équipes au cours des mois d'été. M&NP a déclaré que la révision reposait sur la revue intégrale de la portée du projet faite par BFC-Marine et sur la prise en compte de plusieurs facteurs, dont la reconnaissance aérienne et au sol, la révision du plan préliminaire de protection environnementale, les conditions anticipées du permis environnemental, les engagements pris au cours de l'instance GH-6-96 et l'inflation.

Au mois de mai 1998, M&NP a demandé à l'Office la permission d'entreprendre des travaux de construction en hiver. À la suite de cette demande, le ministère fédéral des Pêches et des Océans, région des Maritimes, a manifesté son inquiétude vis-à-vis de la construction pendant les mois d'hiver et a suggéré qu'un examen plus détaillé en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* serait requis. Puisque l'échéancier du projet n'aurait pas permis un tel examen, M&NP a décidé d'abandonner les plans de construction pendant la période hivernale.

M&NP a examiné de nouveau la portée des travaux et a élaboré un autre plan de construction nécessitant quatre équipes travaillant simultanément pendant les mois d'été seulement. Le coût cible estimatif pour BFC-Marine passait à 316,6 millions $, au 1er janvier 1999.

Alors que la construction progressait, le coût cible de 316,6 millions $ prévu par l'ECC a été augmenté de 108 millions $ pour atteindre 424,8 millions $. M&NP a présenté une analyse détaillée démontrant que trois principaux facteurs étaient responsables du dépassement des coûts, en l'occurrence :

1.	Sol forestier défavorable et niveau élevé de la nappe phréatique, y compris les effets néfastes sur la productivité de la main-d'œuvre et les coûts de soutien.	67,9 millions $
2.	Travaux additionnels en rapport avec la traversée de cours d'eau.	27,5 millions $
3.	Mauvaise productivité sur le plan du soudage, faible productivité à cause de problèmes de mise en place (sections courbes et assemblage) et mesures d'atténuation exigées par la présence de roches acides.	12,6 millions $
TOTAL		108,0 millions $

En ce qui a trait au sol forestier, M&NP a déclaré que BFC-Marine s'attendait à devoir attendre quelques jours et non quelques semaines pour que les effets de l'évaporation assèchent les sols à un point tel qu'on pourrait y accéder pour les essoucher et les niveler. De plus, on devait compléter le nivelage pour avoir accès aux bords des cours d'eau afin d'installer les barrages, les pompes, les buses et la pierre et préparer convenablement les sites de traversée des équipements. L'équipement de soutien, les carburants et les

approvisionnements se trouvaient loin derrière les équipes d'essouchement et de nivelage, ce qui a limité davantage leur productivité quotidienne.

Selon M&NP, le niveau de l'eau souterraine était exceptionnellement élevé, de sorte que la tranchée a été inondée sur une plus grande longueur que prévu. On n'a pu utiliser les excavatrices de tranchées performantes de BFC-Marine et on a donc loué des excavatrices hydrauliques additionnelles de sources extérieures pour tenter de respecter l'échéancier fixé. M&NP a ajouté que le niveau élevé de la nappe phréatique avait exigé le recours à plusieurs équipes de pompage additionnelles, en plus de nuire à d'autres opérations.

En ce qui a trait à la traversée des cours d'eau, M&NP a expliqué qu'elle a dépensé 9 millions $ en coûts additionnels pour traverser des cours d'eau mineurs, dont la somme d'environ 2,7 millions $ en raison du nombre plus élevé que prévu de cours d'eau et de canaux à traverser. On estimait au départ qu'il y aurait 335 traversées, mais on en a effectué en réalité 568. Un montant additionnel de 6,3 millions $ a été dépensé en raison des exigences accrues en matière de permis fédéraux et provinciaux. Les autres 18,5 millions $ ont résulté d'autres coûts inattendus en rapport avec la traversée des cours d'eau, pour des travaux de conception, de nettoyage, d'entretien et de camionnage, sans oublier l'accès à l'emprise.

Les parties à l'audience ont particulièrement contesté les coûts imputables aux roches acides. L'estimation des coûts globaux du projet à l'instance GH-6-96 reflétait des coûts directs de 513 000 $ pour les roches acides, alors que les montants déboursés dépassaient les 8 millions $. D'autres frais ont également été engagés en raison de la présence de roches acides, dont environ 650 000 $ en frais de consultation géotechnique pour étudier les conditions et élaborer un plan d'intervention en matière de construction.

Le rapport sur les écarts de coûts montrait qu'un coût de 6,6 millions $ avait été prévu au départ pour les travaux de BFC-Marine relativement aux roches acides et que les coûts directs finaux en vertu de l'ECC ont atteint 7,6 millions $. M&NP a justifié cet écart en expliquant qu'un programme d'échantillonnage final avait coûté un montant additionnel de 2,7 millions $, dont il faillait déduire la somme de 1,7 million $ épargnée en raison de la longueur moindre de tranchée recelant des roches acides et de la révision des exigences en matière d'atténuation.

Structure de gestion et de compensation

M&NP a expliqué que sa structure d'autorité et de compensation faisait l'objet d'un protocole d'entente (protocole) daté du 1er décembre 1994. Ce protocole a été ratifié par quatre parties, en l'occurrence Panhandle Eastern Corporation, Westcoast, Mobil Oil Canada Properties et Shell Canada Limitée (Shell).

Ce protocole prévoyait entre autres que UEI Holdings, une filiale de Westcoast, agirait comme gestionnaire de projet et qu'une entente d'exploitation et d'entretien (*Operating and Maintenance Agreement*), appelée ci-après entente d'exploitation, serait négociée avec St-Clair, une autre filiale de Westcoast. On y mentionnait également que le concept et les principes régissant les frais exigibles pour ces services seraient négociés par les parties aux termes d'ententes futures.

Des ententes définitives ont été conclues le 25 juillet 1996, dont la convention unanime des actionnaires (*Unanimous Sharehorders' Agreement*), l'entente sur la société en commandite (*Limited Partnership Agreement*) et l'entente d'exploitation. Ces ententes ont été négociées avec les signataires du protocole

d'entente ainsi qu'avec deux autres parties, soit Boston Gas et Eastern Enterprises. Cependant, ces deux parties, ainsi que Shell, n'ont pas ratifié les ententes définitives puisque, selon M&NP, elles ne désiraient pas être propriétaires de M&NP.

En vertu de ces ententes définitives, UEI Holdings, pour ses services, recevrait de M&NP des frais de gestion mensuels égaux au coût réel des dépenses non salariales engagées au nom des associés, plus 230 % de la portion pertinente des coûts salariaux réels des employés ayant effectué du travail pour les associés au cours du mois précédent. Suivant le protocole, le gestionnaire de projet doit également toucher des frais de gestion annuels calculés au moyen d'une formule, ainsi que des honoraires d'expert-conseil, versés en une seule fois, qui sont déterminés suivant une autre formule.

Les frais de gestion mensuels de 230 % des salaires étaient payables à UEI Holdings, mais pour des raisons administratives, ils ont été versés à St-Clair. M&NP a précisé que ces frais devaient aussi permettre au gestionnaire du projet d'absorber des frais administratifs et des frais généraux importants. Les frais incluaient aussi un bénéfice pour le gestionnaire, qui s'élevait à 6,5 millions $ pour les années 1996 à 1999 et couvrait tout le travail effectué à ce jour concernant les projets de latéraux Halifax, Saint John et Point Tupper. Selon M&NP, la partie relative au travail sur la canalisation principale représenterait 80 % de ce montant, soit environ 5,2 millions $.

Les frais de gestion annuels[1] se calculent au moyen d'une formule faisant intervenir la rentabilité des parties canadienne et américaine du gazoduc. Essentiellement, on verserait ce montant si les gains du gazoduc excédaient le rendement du capital-actions autorisé par l'Office pour la partie canadienne du gazoduc. Ces frais doivent être versés au plus tôt le 1er mars suivant la première année civile complète après la date de mise en service de la partie canadienne du gazoduc. Puisque le gazoduc est entré en service le 1er décembre 1999, les frais de gestion annuels ne seraient payables qu'à compter du 1er mars 2001. Par conséquent, le coût du service pour la période d'essai n'inclut pas ces frais.

Les honoraires d'expert-conseil[2] versés à UEI Holdings le 25 février 2000 s'élevaient à 6,6 millions $ et il s'agissait d'un incitatif pour assurer que Westcoast affecterait son meilleur personnel au projet. Le but consistait à assurer le succès du projet, évalué par sa construction à temps, à un coût inférieur au taux

---

1 Les frais de gestion annuels équivalent au produit de (i) 0,25 fois, multiplié par (ii) le montant (s'il y a lieu) dont les gains globaux réels, avant intérêts et impôts, de Maritimes-Canada et Maritimes-U.S. au cours de l'année civile précédente ont excédé les gains cibles globaux, avant intérêts et impôts, de Maritimes-Canada et Maritimes-U.S. durant l'année en question, multiplié par (iii) le pourcentage que représente le surplus de gains, avant intérêts et impôts, attribuable à Maritimes-Canada (plutôt qu'à Maritimes-U.S.). Les frais de gestion ne sont payables que si le rendement global du capital-actions de Maritimes-Canada et de Maritimes-U.S. pour l'année et toutes les années antérieures excède le rendement global du capital-actions que Maritimes-Canada et Maritimes-U.S. étaient autorisées à gagner au cours de l'année et de toutes les années antérieures aux termes des demandes déposées auprès de l'ONÉ et de la FERC. De plus, la somme cumulative des frais de gestion annuels payables par Maritimes-Canada et des frais de gestion annuels payables par Maritimes-É.-U. se limite à un montant moyen global de 1 million $ US par année.

2 Les honoraires d'expert-conseil sont payables dans les 10 jours suivant la date de mise en service du gazoduc canadien et sont égaux au produit de (i) 0,00875, multiplié par (ii) le coût réel du gazoduc canadien, multiplié par (iii) un multiplicateur en fonction duquel les honoraires d'expert-conseil (a) seront augmentés si l'associé gérant réalise certaines économies de coûts ou si des économies de coûts sont réalisées pour des raisons du ressort raisonnable de l'associé gérant (une augmentation maximale de 10 % étant accordée si ces économies de coûts excèdent 10 %), et (b) seront réduits si l'associé gérant est responsable de certains dépassements de coûts ou si certains dépassements de coûts surviennent pour des raisons du ressort raisonnable de l'associé gérant (les honoraires d'expert-conseil étant complètement éliminés si ces dépassements de coûts excèdent 10 %).

plafond de 75 cents précisé dans l'entente d'appui avec Mobil et de manière à garantir la sécurité et la supériorité sur le plan de l'environnement. Les honoraires d'expert-conseil concernaient la haute direction de Westcoast et l'orientation globale du projet du point de vue de la réglementation et sur le plan politique. M&NP a déclaré que ces honoraires ne comportaient pas la prestation de conseils concernant l'estimation des coûts.

Régime d'incitatifs et prime de succès

À partir des frais de gestion de 230 % reçus de M&NP, UEI Holdings, à titre de gestionnaire du projet, a décidé de verser une rémunération incitative aux employés de St-Clair. Avant la période d'essai, UEI Holdings avait versé environ 270 334 $, alors que, pour la période d'essai, elle a prévu un montant de 400 000 $ à ce compte.

M&NP a expliqué que des primes seraient versées en fonction du rendement financier global de Westcoast, du rendement du projet et de celui des personnes concernées. Parmi les objectifs visés figuraient la sécurité, la supériorité du point de vue de l'environnement, la date de mise en service, le contrôle des communications, le contrôle des coûts, et d'autres critères. Un des objectifs reliés à la prime consistait à mettre le gazoduc en service avant la fin de l'année 1999.

Le gestionnaire de projet a également versé une prime de succès unique, d'un montant total de 1 035 959 $, aux employés de St-Clair ayant travaillé au projet. Cette prime a été instaurée par UEI Holdings et a également été prélevée sur les frais de 230 % qu'on lui a payés pour ses services. M&NP a expliqué que cette prime avait pour but d'attirer les gens de St-Clair et de la famille Westcoast dans les Maritimes et de les retenir pour le projet jusqu'à sa conclusion. On a décerné cette prime en tenant compte de certains facteurs de succès pour le projet, y compris le respect des délais imposés par les producteurs, la sécurité, la responsabilité environnementale et l'habileté à gérer les coûts.

3.1.2 Opinion du demandeur

M&NP a soutenu que le point de départ à utiliser pour analyser la prudence des coûts finaux engagés n'est pas l'estimation produite au moment de l'instance GH-6-96, mais plutôt le coût de contrôle cible de 667 millions $ qu'on avait fixé au premier trimestre de 1998, en se basant sur les estimations de l'instance GH-6-96.

Selon M&NP, l'estimation fournie à l'instance GH-6-96 ne convient pas à des fins de comparaison, puisqu'elle est exprimée en dollars de 1996 et qu'on l'a présentée en prenant pour acquis qu'une série de facteurs influenceraient le montant final, incluant les conditions du marché pour les conduites et la sous-traitance, dont on appréhendait une augmentation en 1999, et la disponibilité de renseignements plus détaillés alors qu'on finalisait les dessins. M&NP a expliqué qu'elle avait établi l'estimation en dollars de 1996 au moment de l'instance GH-6-96, parce que les tuberies et les entrepreneurs en construction étaient réticents à établir des prévisions en dollars de 1999 à cause de l'incertitude considérable inhérente à la projection de coûts dans un avenir aussi lointain.

M&NP a déclaré que l'augmentation du coût cible de 667 millions $ au montant demandé de 742.8 millions $ tient essentiellement à deux facteurs, soit le travail additionnel résultant du passage à

quatre équipes de travail simultanées et les mauvaises conditions du sol et de l'eau, causées principalement par la présence de roches acides et d'eau dans la tranchée.

En ce qui a trait aux roches acides, M&NP a mentionné qu'elle avait fait tout ce qu'il était possible de faire au moment de l'instance GH-6-96, c'est-à-dire commandé une étude pour définir comment aborder le problème. M&NP avait déterminé qu'il ne serait pas pratique, sur le plan de l'investissement ou de la faisabilité, de mener les types d'investigation qui auraient, en fin de compte, produit des renseignements plus détaillés pour l'élaboration d'un plan d'atténuation des effets des roches acides. Elle a également déclaré qu'il était fort incertain à cette époque que le projet aille de l'avant, si bien qu'elle n'était pas prête à étudier la question dans ses moindres détails à ce moment-là.

M&NP a reconnu qu'elle aurait pu engager des coûts supplémentaires plus tôt dans le projet afin de procéder à une estimation plus détaillée des coûts. Cependant, faisant référence à la décision RH-2-97 de l'Office, M&NP a indiqué que les dépenses connexes auraient impliqué un risque élevé de rejet. Dans cette décision, l'Office avait statué que «si on ne donne pas suite au projet, l'Office n'acceptera que dans des circonstances exceptionnelles la demande de recouvrement des coûts, en particulier ceux qui vont au-delà des études et des recherches préliminaires.»

En ce qui concerne les conditions de l'eau et du sol, M&NP a mentionné le niveau exceptionnellement élevé de la nappe phréatique, qui a provoqué l'inondation de la tranchée sur une plus grande longueur que prévu. Il en est résulté de mauvaises conditions de travail au point où il a fallu exclure le recours à des excavateurs de tranchées performants et faire appel à des équipes de pompage additionnelles; d'autres opérations en ont également souffert. M&NP a ajouté que le seul moyen de prévoir ces conditions aurait consisté à creuser une tranchée sur toute la longueur de l'emprise, ce qui aurait été impossible.

Cependant, M&NP a admis que la tranchée était restée ouverte plus longtemps qu'à l'ordinaire et qu'elle était ouverte sur une longue distance (153 km à un moment donné) parce qu'il fallait composer avec entre 90 et 95 km de roc le long de l'emprise. M&NP a ajouté que, dans de telles conditions, on doit commencer par creuser la tranchée pour exposer les affleurements rocheux, puis faire intervenir les équipes de dynamitage pour les éliminer. Elle a ajouté que cette situation avait peu influencé le niveau d'eau dans la tranchée, puisqu'il s'agissait d'eau souterraine et que la tranchée s'était remplie très rapidement.

Dans l'ensemble, M&NP croyait avoir contrôlé ses coûts de façon proactive en ayant commandé les conduites dans un marché très serré dès la délivrance du certificat autorisant le projet. Elle a également engagé son entrepreneur au tout début du processus, soit au mois de novembre 1997, et elle a négocié avec lui une alliance en vertu de laquelle l'entrepreneur devenait essentiellement un prolongement de l'équipe de conception de M&NP. L'ECC a permis un partage des profits et des risques, basé sur les estimations des coûts de construction dont il avait été convenu (y compris les changements éventuels à la portée du projet), selon lequel la marge bénéficiaire variait d'un maximum de 12,5 % à un minimum de 5 %, en fonction de la relation entre les coûts finaux et le coût cible estimatif. M&NP a déclaré que ce mécanisme incitait fortement BFC-Marine à réduire les coûts tout en fabriquant un produit répondant à des normes élevées en matière de sécurité et de qualité.

M&NP a prétendu que cet arrangement avait permis d'optimiser la conception du projet et la sélection du tracé détaillé, sans compter la formation d'une main-d'œuvre locale. Malgré le fait que BFC-Marine n'ait réalisé que la marge bénéficiaire minimale de 5 % sur ce projet, M&NP s'est dite convaincue que les coûts auraient été plus élevés si on avait fait appel à un type de contrat habituel à prix unitaire, à prix forfaitaire ou à prix coûtant majoré. M&NP a également fait allusion aux coûts de ses contrôles de vérification ainsi que des actions correctives qui se sont ensuivies.

En ce qui a trait à la compensation versée à UEI Holdings et à St-Clair, M&NP a déclaré que les arrangements commerciaux connexes avaient été signés par les principaux expéditeurs et producteurs ou, à tout le moins, que ces parties avaient évalué ces arrangements au regard de leur propre expérience. Elle a ajouté que, en vertu du protocole, il était clair pour les signataires que les filiales de Westcoast géreraient et exploiteraient le gazoduc et que les parties négocieraient éventuellement les frais de ces services par le biais d'ententes définitives.

M&NP a laissé entendre que, puisque des expéditeurs avaient pris part aux négociations du protocole d'entente et des ententes définitives, Mobil et Shell ayant participé à la négociation du protocole d'entente et Mobil à celle des ententes définitives, tous les frais faisant partie des ententes avaient été fixés à leur juste valeur marchande.

Quant au versement de frais de gestion annuels au gestionnaire de projet, M&NP a indiqué que les expéditeurs et la société elle-même en tireraient parti si de tels frais devenaient payables. Les expéditeurs profiteraient d'une réduction des droits à payer, puisque l'exploitant aurait fait montre de plus d'efficacité et d'efficience sur le plan de l'entretien et de la gestion continus des installations, tandis que le gazoduc en aurait bénéficié en devenant plus rentable.

En ce qui a trait au régime d'incitatifs et à la prime de succès, M&NP a déclaré qu'elle ne demande pas à recouvrer spécifiquement ces coûts, car ce n'est pas elle qui les paie. Ces coûts font partie des frais généraux payés à St-Clair. Néanmoins, M&NP a souligné que la prime de succès était basée sur des niveaux cibles de rendement équitables, que les paramètres de mesure étaient raisonnables et que le montant des versements était adéquat.

Pour conclure, M&NP a soutenu qu'elle s'était acquittée du fardeau de la preuve pour ce qui est d'établir que les coûts engagés étaient vraiment prudents dans les circonstances et que les intervenants n'avaient fourni aucune preuve du contraire. À cet égard, M&NP a déclaré que l'Office doit juger de la prudence des coûts proposés et non de l'exactitude des estimations antérieures.

3.1.3 Opinions des intervenants

CAPP

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) a déclaré qu'une société pipelinière n'a aucune raison de présenter une estimation réaliste au moment de faire approuver un projet par l'Office si ce dernier approuve automatiquement ces estimations à moins qu'elles soient démontrées comme étant déraisonnables. Elle a ajouté qu'il revient à la société pipelinière de prouver qu'elle a engagé les coûts en toute prudence. Selon la CAPP, M&NP devrait répondre de l'estimation fournie à l'instance GH-6-96, puisque cette soumission avait «la qualité d'une soumission».

Tout en partageant les soucis des autres intervenants en ce qui a trait aux dépassements de coûts, en général, la CAPP croyait que l'estimation originale de 513 000 $ relative aux roches acides, en particulier, n'était pas réaliste puisque M&NP avait appris l'existence du problème dans un rapport datant du 1er août 1996 qu'elle avait commandé lors de l'audience GH-6-96. La CAPP a soutenu que M&NP savait qu'il faudrait mener un programme de forage sur le terrain et appliquer des mesures d'atténuation à l'égard de la roche acide qu'elle y rencontrerait. M&NP savait également qu'on ne pouvait utiliser la roche acide pour le remplissage et qu'il faudrait la transporter vers un site approuvé. La CAPP a également fait allusion à plusieurs autres coûts reliés aux roches acides, y compris le travail de consultation géotechnique et l'impact néfaste sur la productivité et sur les autres coûts.

Tout en laissant entendre que l'Office devrait rejeter une partie substantielle des dépassements de coûts associés au problème des roches acides, la CAPP a également reconnu que le montant à exclure était difficile à déterminer. Néanmoins, elle a suggéré qu'il serait raisonnable de rejeter un montant de 20 millions $.

De plus, la CAPP a souligné le fait qu'en approuvant pour M&NP un rendement du capital-actions de 13 %, l'Office avait considéré le projet de M&NP comme un tout nouveau pipeline. Dans cet ordre d'idées, la CAPP a déclaré qu'un taux de rendement plus élevé, tel que celui qui a été autorisé, devrait avoir une certaine valeur monétaire.

En ce qui touche les transactions avec les sociétés affiliées, la CAPP a déclaré que la séparation devait être adéquate et efficace et que la juste valeur marchande devait servir de principe de base pour déterminer la valeur des transactions avec les sociétés affiliées. La CAPP a poursuivi en déclarant que, lorsque les transactions visent un service ou un produit présentant une valeur d'exploitation, on devrait le transférer au moins à sa juste valeur marchande, et que lorsqu'il s'agit d'obtenir un bien ou un service d'une société affiliée, on devrait l'obtenir au plus à sa juste valeur marchande.

GPCE

Le Groupe des producteurs de la côte Est (GPCE) croyait que la détermination de droits justes et raisonnables ne devrait pas dépendre d'ententes entre filiales et que la réglementation devrait être un processus transparent.

Le GPCE se demandait comment l'inclusion d'honoraires d'expert-conseil de 6,6 millions $ pouvait donner des droits justes et raisonnables puisque, selon la formule de calcul, ces honoraires augmentent si le coût réel du gazoduc augmente. Il a également souligné que ces honoraires seraient entièrement perdus si les dépassements de coûts excédaient 10 %. Il a laissé entendre que le coût cible total de la construction avait été majoré dans le seul but de permettre le versement de ces honoraires malgré un dépassement de 30 % des coûts de construction prévus.

Le GPCE a déclaré qu'il n'est pas juste ni raisonnable d'admettre le paiement d'honoraires d'expert-conseil, puisque les dépassements de coûts étaient vraiment très importants. Faisant valoir que ces honoraires feraient partie de la base tarifaire et qu'on en tirerait un rendement, si l'Office les approuvait, il a proposé que l'Office rejette ces coûts.

En ce qui a trait aux frais de 230 % des coûts salariaux, le GPCE a soutenu que, dans le domaine de juridiction de l'ONÉ, il y a eu un précédent de 165 % pour Westcoast, la société-mère de M&NP, et de 0 % pour Foothills, une autre filiale de Westcoast. Le GPCE a précisé que M&NP a reconnu que ces frais

de 230 % comprennent une part de bénéfices. Il a laissé entendre que ce taux de 230 % ne reflète pas la juste valeur marchande des services rendus et que l'Office ne devrait admettre que des frais généraux adéquats et raisonnables comme composante des frais de gestion. Selon le GPCE, ces frais devraient être d'au plus 165 %.

Le GPCE a également suggéré qu'on ne devrait pas permettre à M&NP de recouvrer les frais de gestion annuels au moyen des droits, puisque les montants connexes excéderaient le taux de rendement du capital-actions de 13 % autorisé au moment de l'instance GH-6-96.

Enfin, le GPCE a mis l'Office en garde contre l'affirmation de M&NP selon laquelle les frais prévus par les ententes sont raisonnables et qu'ils reflètent la juste valeur marchande des services rendus du simple fait qu'ils ont été négociés avec les sociétés affiliées et d'autres parties. On a versé ou on versera presque 44 millions $ en vertu de l'entente sur la société en commandite, de la convention unanime des actionnaires et de l'entente d'exploitation et d'entretien.

Le GPCE a déclaré que l'Office doit examiner de près les montants versés par le partenariat aux sociétés affiliées pour s'assurer que ces montants représentent une juste valeur marchande et que leur inclusion dans le calcul des droits aboutit à des droits qui sont justes et raisonnables.

Shell

Shell a appuyé les arguments du GPCE. Dans sa plaidoirie finale, l'avocat de Shell a également déclaré que cette dernière n'avait pas signé les ententes définitives, puisque celles-ci renfermaient des conditions qu'elle n'approuvait pas.

Province du Nouveau-Brunswick

La province du Nouveau-Brunswick (Nouveau-Brunswick) a déclaré que l'ECC était en réalité un contrat «à prix majoré» dans la mesure où, lorsqu'elle l'a négociée, M&NP n'a demandé aucune estimation des coûts de la part de BFC-Marine, mais s'est plutôt informée de la marge espérée et de sa volonté de partager les risques. Le Nouveau-Brunswick a ajouté que, à son avis, dans de telles circonstances, on doit procéder à un contrôle poussé des coûts et des méthodes de gestion. En guise de réplique, cependant, M&NP a soutenu que l'ECC n'était pas un contrat «à prix majoré», puisque la marge de l'entrepreneur n'était pas fixée à un pourcentage donné, mais qu'elle pouvait varier selon l'écart entre les coûts engagés et les coûts cibles.

Le Nouveau-Brunswick croyait que l'Office ne disposait pas de renseignements détaillés lui permettant de juger du caractère raisonnable des dépassements de coûts. Il a déclaré que M&NP aurait dû assurer un contrôle financier et une gestion serrés et détaillés, et que l'analyse des écarts soumise lors de l'audience est loin de correspondre aux outils de gestion qu'un tel contrôle financier et une telle gestion exigent. Les conditions de sol humide et de tranchées inondées ne peuvent pas, à elles seules, justifier les écarts importants de coûts de M&NP et l'Office ne devrait pas accepter ces explications générales en l'absence de preuves plus convaincantes et précises.

Le Nouveau-Brunswick a cité la décision RH-2-76 de l'Office, visant une demande d'IPL, pour soutenir l'opinion que, compte tenu du bien-fondé des estimations des coûts de M&NP, de la qualité de ses entrepreneurs et de l'à-propos de son échéancier de construction, le défaut de présenter une preuve plus convaincante au sujet des raisons précises qui ont entraîné ses dépassements de coûts considérables ne

peut signifier autre chose qu'un échec sur le plan de la surveillance du projet et des efforts de M&NP pour contrôler les coûts. Le Nouveau-Brunswick a également mentionné que M&NP aurait dû gérer ses coûts en s'en tenant au coût cible estimatif de 667 millions $.

En conclusion, le Nouveau-Brunswick a soutenu que le montant total de l'augmentation des coûts, c.-à-d. l'écart entre le coût cible de 667 millions $ et les déboursés réels, ne devrait pas être admis dans la base tarifaire parce qu'il découle d'un manque d'efficience et de contrôle sur le plan des coûts. Tout en laissant à l'Office le soin de déterminer le montant à rejeter, il a recommandé, dans l'esprit du partage des coûts, qu'il devrait se rapprocher du montant dont la marge bénéficiaire de BFC-Marine a été réduite aux termes de l'ECC en raison des dépassements de coûts.

Le Nouveau-Brunswick a ajouté que, selon ses propres calculs, lorsque la marge de BFC-Marine a été réduite de 12,5 % à 5 %, celle-ci avait perdu quelque 30 millions $ et que cette perte avait fait en sorte que BFC-Marine avait encaissé une partie du risque de M&NP en ce qui a trait aux dépassements de coûts. En faisant appel à une logique semblable, elle a déclaré qu'il serait normal que M&NP assume également une partie du risque de dépassements de coûts au lieu de le refiler à son entrepreneur et à ses clients.

Le Nouveau-Brunswick a également déclaré que le rendement du capital-actions de 13 % autorisé lors de l'instance GH-6-96 avait pour but de couvrir tous les risques commerciaux, financiers et réglementaires de M&NP, y compris le risque que le montant intégral des dépassements de coûts ne soit pas accepté dans la base tarifaire. En réplique à cet argument, cependant, l'avocat de M&NP a indiqué que le rendement autorisé de 13 % n'avait pas pour but de couvrir les risques de variation des coûts d'immobilisations, mais plutôt le risque inhérent au raccordement d'un nouveau bassin d'approvisionnement en gaz à de nouveaux marchés. Il a également précisé que la réduction de la part des gains de BFC-Marine avait fait économiser la somme de 15 millions $ aux payeurs de droits, et non 30 millions $, comme le suggère le Nouveau-Brunswick.

Direction du pétrole de la Nouvelle-Écosse

La Direction du pétrole de la Nouvelle-Écosse (DPNÉ) estimait que M&NP n'avait pas prévu raisonnablement et bien pris en compte l'impact que le niveau élevé de la nappe phréatique et les conditions de sol humide auraient sur la productivité de ses activités de construction et sur les coûts résultants. Par conséquent, la DPNÉ croit que l'écart entre le coût cible estimatif défini par M&NP en 1999 et les coûts engagés à ce jour, écart qui, selon elle, est largement imputable aux mauvaises conditions de l'eau et de sol humide, ne peut être jugé comme raisonnable sur la foi de la preuve déposée à l'instance. La DPNÉ a affirmé qu'il revient à l'Office de déterminer la portion de l'écart qu'il convient de rejeter. Elle a également précisé que le rendement du capital-actions de 13 % avait pour but de tenir compte de certains des aspects uniques de la construction du gazoduc.

La DPNÉ a également laissé entendre que M&NP ne s'était pas acquittée de l'obligation de prouver qu'elle avait engagé les coûts de façon prudente en prétextant que certains expéditeurs jouissant d'un droit de participation avaient accepté la structure des contrats. Elle a précisé que les intérêts de certains autres intervenants n'avaient pas été protégés adéquatement par le petit groupe de parties qui avaient pris part aux négociations.

La DPNÉ en a conclu que l'Office devrait examiner soigneusement chacune des nombreuses transactions intervenues entre M&NP et ses sociétés affiliées dans les cas où un processus d'appel d'offre ouvert ne constituait pas un barème du prix payé par M&NP pour les biens et services.

Opinion de l'Office

Estimation du coût du projet

L'Office convient avec M&NP qu'il doit juger de la prudence des coûts sollicités et non de l'exactitude des estimations de coûts antérieures. Néanmoins, tout en reconnaissant que les estimations de coûts sont susceptibles d'êtres modifiées, l'Office souligne que les demandeurs devraient élaborer ces estimations avec tout le soin et toute l'attention qui s'imposent – car l'Office et les parties intéressées se fient à ces estimations pour évaluer les aspects économiques d'un projet et décider de l'appui qu'elles y accorderont ou, dans le cas de l'Office, de l'opportunité de l'approuver.

La prudence du point de vue de l'engagement des coûts demeure un principe fondamental dont l'Office tient compte pour rendre une décision concernant des droits justes et raisonnables.

L'Office doit établir qu'il existait un besoin et des motifs raisonnables justifiant que le service public engage des fonds pour la construction dans les circonstances qui prévalaient au moment où cet engagement a été pris. L'Office doit également établir à sa satisfaction que toutes les dépenses engagées l'ont été raisonnablement, sans la moindre négligence ou insouciance.

En déterminant le degré de prudence dans le cas présent, l'Office a tenu compte des dépassements de coûts, de la validité et de la fiabilité des estimations des coûts de construction, du niveau de surveillance du projet et de la compétence avec laquelle cette surveillance a été exercée, du choix de l'entrepreneur, du bien-fondé des décisions d'entreprendre la construction à une certaine date et de la décision de changer la date d'achèvement des travaux, et des efforts faits par M&NP pour contrôler les dépenses. D'autres facteurs pourraient s'avérer pertinents dans un autre cas, selon ses circonstances particulières.

Quant au coût estimatif de 593 millions $ avancé à l'instance GH-6-96, même si M&NP avait déclaré à l'Office que l'estimation avait «la qualité d'une soumission » et qu'elle avait été déterminée de façon prudente, l'Office juge que le calcul initial du coût de certains éléments a été entaché de sérieuses lacunes. L'Office met fortement en doute l'estimation de 513 000 $ fournie à l'instance GH-6-96 à l'égard des coûts associés au traitement des roches acides, par opposition au coût réel de 7,6 millions $, compte tenu de l'approche que M&NP a adoptée à cet égard, y compris le fait qu'elle a lancé immédiatement une étude sur la question en engageant un consultant, et compte tenu des renseignements livrés par l'étude d'août 1996.

Selon l'Office, que l'on prenne comme référence l'estimation de l'instance GH-6-96 ou le coût de contrôle cible de 667 millions $, l'écart de coûts est considérable par rapport au coût réel escompté de 754 millions $. L'écart est d'autant plus important si l'on considère que les estimations incluaient une réserve pour éventualités d'environ 50 millions $.

L'Office note que M&NP a témoigné qu'elle avait mis en place plusieurs mesures qui auraient dû permettre de limiter les coûts :

- Elle a offert des honoraires d'expert-conseil pour garantir le succès du projet en faisant en sorte que les meilleurs gestionnaires de Westcoast y soient affectés.

- Dans la vague du boom de construction attendu de 1999, M&NP a agi rapidement au mois de novembre 1997 pour retenir les services de l'entrepreneur BFC-Marine, une coentreprise constituée de deux importants entrepreneurs expérimentés dans le domaine des pipelines, et a signé une entente impliquant un partage des risques avec BFC-Marine.

  L'ECC ratifiée avec BFC-Marine en juin 1998 comprenait des mesures de limitation des coûts. Par exemple, la marge bénéficiaire devait varier de 5 % à 12,5 %, selon le degré de limitation des coûts. De plus, comme M&NP l'a expliqué, l'ECC permettait à BFC-Marine de participer au projet dès le début de façon à pouvoir mieux gérer son risque.

- M&NP a déclaré que les coûts faisaient l'objet d'une révision constante, incluant une analyse détaillée de l'ECC toutes les deux semaines avec BFC-Marine.

- Dès l'approbation du projet, M&NP a commandé les conduites dans des conditions de marché très serrées.

- Le gestionnaire de projet a instauré deux régimes visant à assurer le rendement et le succès, en l'occurrence le régime d'incitatifs et la prime de succès.

Cependant, l'Office a des réserves au sujet de certaines pratiques et décisions douteuses sur le plan de la gestion :

- M&NP n'a pas procédé à une analyse détaillée de l'estimation des coûts présentée à l'instance GH-6-96 de 593 millions $ lorsqu'elle a estimé le coût de contrôle du projet à 667 millions $. La seule modification que M&NP a alors apportée à l'estimation de l'instance GH-6-96 a consisté à en augmenter le total d'un facteur de 12,5 % sur un horizon de trois ans, ce qui contraste avec l'examen approfondi de la portée du projet que BFC-Marine a effectuée dès le début du projet et qui a mené à une révision en profondeur de tout le plan de construction et de tous les coûts.

- Au cours de l'audience, M&NP a déclaré qu'elle ne s'attendait pas à devoir expliquer de façon détaillée l'écart de chacun des postes par rapport à l'estimation des coûts soumise lors de l'instance GH-6-96 et aux coûts en date du 30 septembre 2000. L'Office trouve cette affirmation douteuse, compte tenu de l'importance des dépassements de coûts.

  M&NP a déclaré que le coût de contrôle cible de 667 millions $ est la référence qu'il convient d'utiliser dans l'analyse des écarts de coûts, mais elle a omis d'inclure dans sa demande initiale des analyses des écarts basées sur cette référence. La seule analyse des écarts faisant partie du dépôt initial était rudimentaire et de peu de valeur.

Au cours de l'audience, des analyses des écarts importants n'ont été obtenues que par le truchement de demandes de renseignements écrites et orales. Entre autres, il a fallu deux demandes pour obtenir une analyse acceptable des écarts entre le coût de contrôle cible de BFC-Marine en date du 1er janvier 1999 et les coûts en date du 30 septembre 2000, parce que la première réponse combinait plusieurs écarts de coûts importants.

Selon l'Office, cette dernière analyse détaillée aurait dû faire partie du dépôt initial de la demande de M&NP. De plus, l'Office considère que les analyses soumises par M&NP manquaient de cohérence et qu'elles avaient pour effet d'embrouiller la preuve et dénotaient un manque apparent de contrôle efficace des coûts. L'Office aurait cru que les analyses nécessaires pour répondre à certaines demandes de renseignements auraient été facilement disponibles puisqu'il s'agit d'outils de contrôle des coûts.

- M&NP a permis qu'on laisse une grande longueur de tranchée ouverte pour une longue période, afin de pouvoir composer avec la présence possible de roche.

Cependant, compte tenu de l'ensemble de la preuve produite dans le présent cas, l'Office considère que les pratiques et les décisions de la direction de M&NP ont répondu aux normes de prudence auxquelles l'Office s'astreint lorsqu'il autorise des coûts aux fins de la détermination de droits justes et raisonnables. Par conséquent, l'Office ne rejette pas les coûts de construction associés à ces décisions et pratiques de gestion, sauf pour les coûts précis décrits ci-après.

En ce qui a trait aux arguments de la CAPP et du Nouveau-Brunswick portant que le rendement du capital-actions de 13 % avait pour but de couvrir le risque associé aux coûts des immobilisations, l'Office exprime son désaccord. La décision GH-6-96 invoque spécifiquement les risques associés à un approvisionnement en gaz provenant de champs nouveaux et non éprouvés, au fait de desservir un marché inconnu au Canada et à la nécessité de relever la concurrence sur le marché du Nord-Est des États-Unis. Il n'est nullement question du risque pour M&NP de ne pas recouvrer des coûts d'immobilisations prudemment engagés.

Structure de gestion et de compensation

L'Office considère que l'importance des transactions (honoraires d'expert-conseil, frais de gestion mensuels et frais de gestion annuels) entre M&NP et ses sociétés affiliées exige une transparence parfaite et la communication dans ses moindres détails de la valeur de toutes les transactions actuelles et futures. Il revient au demandeur de démontrer avec preuve et documentation à l'appui qu'il n'accorde dans ses transactions aucune préférence ni aucun avantage indu à ses sociétés affiliées et qu'il déploie tous les efforts possibles pour obtenir les biens et services au moindre coût. À cet égard, l'Office constate que, bien que les ententes définitives, y compris la compensation à verser, aient été discutées avec certains expéditeurs, les actionnaires de M&NP et ses sociétés affiliées en ont été les seuls à les signer.

L'Office note également que les honoraires d'expert-conseil devaient être un incitatif pour garantir que Westcoast affecte son meilleur personnel au projet et qu'il atteigne un certain nombre d'objectifs, dont un consistait à réaliser la construction à un coût

inférieur au taux plafond de 75 cents le 10^6 Btu précisé dans l'entente de soutien avec Mobil. Selon l'Office, le but premier associé à cet incitatif aurait dû consister à faire construire le pipeline à un coût inférieur au coût de contrôle cible de 667 millions $, plutôt qu'à demeurer sous le taux plafond précité.

M&NP a affirmé à l'Office que les honoraires d'expert-conseil on été versés, pour des raisons administratives, à UEI Holdings (et non pas à l'associé gérant) et que l'entente relative aux honoraires d'expert-conseil ne prévoyait pas la prestation de conseils sur l'estimation des coûts, mais cette entente stipulait que les honoraires versés augmenteraient si des économies de coûts étaient réalisées pour des raisons du ressort raisonnable de l'associé gérant. De même, les honoraires seraient réduits si l'associé gérant était responsable de certains dépassements de coûts ou si des dépassements de coûts survenaient pour des raisons du ressort raisonnable de l'associé gérant.

Les modalités de l'entente montrent clairement qu'il incombait à l'associé gérant de limiter les coûts. De plus, l'entente sur la société en commandite délègue de toute évidence à l'associé gérant le droit, le pouvoir et l'autorité, pleins et exclusifs, de gérer, de contrôler, d'administrer et de mener M&NP et ses affaires commerciales.

L'Office juge que les honoraires d'expert-conseil non pas amené l'associé gérant à exercer à l'égard du niveau de contrôle des coûts le soin ou la surveillance supplémentaires qu'on pouvait raisonnablement attendre de lui. En outre, la formule de calcul des honoraires d'expert-conseil, résumée à l'annexe A de la notice d'offre de M&NP, prévoit expressément que les honoraires d'expert-conseil seront perdus si les dépassements de coûts excèdent 10 %. Compte tenu de l'importance des dépassements de coûts survenus dans le cadre du projet, l'Office estime que, dans les circonstances, il ne serait pas raisonnable de permettre l'inclusion des honoraires d'expert-conseil dans la base tarifaire. L'Office a décidé de ne pas accepter les honoraires d'expert-conseil de 6,6 millions $.

En ce qui touche les frais correspondant à 230 % des coûts salariaux (et comprenant une part de bénéfices) qui ont été versés au gestionnaire du projet, l'Office note qu'on n'a présenté aucune preuve détaillée pour appuyer la juste valeur marchande des services rendus par UEI Holdings. Par conséquent, l'Office est incapable de déterminer que les services rendus par le gestionnaire de projet l'ont été à une juste valeur marchande. De plus, l'Office considère, dans les circonstances, qu'il n'est pas approprié d'inclure dans les droits le bénéfice versé aux sociétés affiliées. L'Office rejette donc la partie du coût versée à titre de bénéfice.

Par conséquent, l'Office enjoint M&NP d'éliminer de la base tarifaire la partie du bénéfice de 6,5 millions $ qui est associée à la canalisation principale. Selon M&NP, 80 % de ce montant, soit environ 5,2 millions $, est lié à la canalisation principale, alors que les 20 % restants découlent des latéraux qui seront examinés au cours d'une instance future sur les droits. Ce montant est basé sur 80 % du revenu avant impôt qui figure dans les états des résultats de 1996 à 1999 de St-Clair au titre de sa participation au projet de M&NP.

Enfin, en ce qui concerne les frais de gestion annuels, l'Office ne reconnaît pas ces derniers comme un coût légitime lié à la prestation des services de transport du gazoduc. Suivant la réglementation basée sur le coût du service, on peut recouvrer des coûts au

moyen des droits (y compris un rendement acceptable sur ces coûts) dans la mesure où ils sont engagés pour offrir un service à la clientèle. Tout montant réalisé en plus du rendement autorisé est attribué au service public, tout comme le seraient des dépenses additionnelles associées à la production d'un rendement supplémentaire. L'Office a décidé qu'il ne convient pas d'inclure les frais de gestion annuels dans les droits.

De plus, l'Office s'inquiète de ce que M&NP estime devoir payer des frais pour garantir une exploitation efficace et efficiente du gazoduc.

Décision

L'Office a décidé que M&NP devrait réduire sa base tarifaire en fonction des décisions qui précèdent. M&NP doit déterminer de façon précise chacun des montants et les soumettre à l'approbation de l'Office, de la manière décrite au chapitre 10. Pour les fins du taux de dépréciation, M&NP prendra pour acquis que la réduction de la base tarifaire diminuera le poste «canalisations principales» sous la rubrique des installations de transport. Pour la période d'essai, l'Office a estimé que les frais de dépréciation devraient être réduits de 0,4 million $.

3.2 Provision pour fonds utilisés durant la construction

Dans le calcul du coût de construction d'un pipeline, les sociétés pipelinières peuvent inclure un montant à titre de provision pour fonds utilisés durant la construction (PFUDC). M&NP a prévu une PFUDC de 39,4 millions $ dans la base tarifaire, relativement à sa canalisation principale. Elle a calculé la PFUDC en fonction de l'utilisation réelle du capital-actions et du capital d'emprunt. De janvier 1995, date de la conception du projet, jusqu'en août 1998, le projet a été financé intégralement par les apports en capital des associés. M&NP a donc calculé la PFUDC pour ces fonds au taux de rendement du capital-actions de 13 % que l'Office a autorisé dans le cadre de sa décision GH-6-96. M&NP a soutenu qu'il convenait de calculer la PFUDC à l'aide de ce taux de rendement jusqu'à la fin de 1997, étant donné qu'elle n'avait pas pu contracter d'emprunts à l'égard du projet avant que l'Office rende sa décision GH-6-96, en décembre 1997, autorisant la construction du gazoduc. Ainsi, la compagnie n'a pas contracté d'emprunts avant septembre 1998.

M&NP a calculé la PFUDC en utilisant le moindre des deux montants suivants : les dépenses cumulatives à ce jour ou le montant réel du capital-actions et du capital d'emprunt avancés. En raison du décalage de temps entre le moment où les dépenses sont effectuées et celui où les factures sont acquittées, le montant total du capital-actions et du capital d'emprunt était inférieur, à certains moments, à celui des dépenses cumulatives à ce jour. M&NP estimait que les coûts réels étaient prudents et que l'Office devrait les autoriser.

D'après les calculs de M&NP, les charges à inscrire au titre de la PFUDC pour la canalisation principale correspondaient à ce qui suit :

PFUDC	Capital-actions	22 625 000 $
	Capital d'emprunt	16 817 000 $

La CAPP a soutenu qu'il convenait de calculer la PFUDC à l'aide du taux de rendement de la base tarifaire, soulignant que telle était la pratique utilisée depuis longtemps par l'Office. Elle a fait valoir dans sa plaidoirie que les apports de fonds des propriétaires ne reflètent pas forcément le financement par le marché des actions, mais plutôt le coût du capital moyen de chaque propriétaire. Le GPCE a opiné dans le même sens.

Le Nouveau-Brunswick a recalculé les éléments de coût de la PFUDC en utilisant le taux de rendement de la base tarifaire. Il a conclu que, même s'il n'y avait pas un gros écart entre les coûts obtenus en calculant la PFUDC à l'aide du rendement de la base tarifaire et les coûts totaux calculés par M&NP à partir du montant réel du capital d'emprunt et du capital-actions, la part d'intérêts était, quant à elle, plus élevée d'environ 8,9 millions $.

En réplique à cet argument, M&NP a soutenu que Revenu Canada admet la déductibilité des frais d'intérêts réels, par opposition aux frais d'intérêts présumés ou théoriques, et que les déductions d'impôt pour l'intérêt seraient les mêmes si elle utilisait le rendement de la base tarifaire pour calculer la PFUDC. Dans les deux cas, ce n'est que le coût réel du capital d'emprunt qui sera utilisé aux fins de l'impôt sur le revenu.

Opinion de l'Office

L'Office s'attend à ce que toutes les sociétés pipelinières qui relèvent de sa compétence structurent et mènent leurs affaires de manière à occasionner aux payeurs de droits les coûts raisonnables les plus bas possibles. Même si M&NP a soutenu qu'elle n'avait pas accès à des emprunts avant l'obtention du certificat, l'Office juge qu'elle aurait pu contracter des emprunts si les associés avaient été disposés à prêter des fonds pour le projet, ou encore à garantir des emprunts, comme ils l'ont fait dans le cas de la caution d'achèvement. Caractériser les fonds avancés comme un emprunt, plutôt que du capital-actions, n'aurait pas changé grand chose aux risques liés au fait d'avancer des fonds. Le coût véritable des avances de capitaux faites par les associés est inconnu; cependant, il est raisonnable de conclure que les fonds avancés sous forme de capital par les associés l'ont été en fonction de leur coût du capital moyen.

Calculer la PFUDC à l'aide du taux de rendement de la base tarifaire se traduira par d'importantes économies dans le coût du service étant donné que l'intérêt est déductible lors du calcul de la provision pour l'impôt sur le revenu. Selon le taux d'imposition prévu de 44,4 % de M&NP, les économies potentielles estimatives pour les payeurs de droits seraient de l'ordre de 3,9 millions $. M&NP a soutenu qu'étant donné qu'elle calcule ses déductions d'impôt sur la base de ses déclarations de revenu à Revenu Canada, elle ne réclamerait que l'intérêt réel payé. Cependant, l'Office note que M&NP est exploitée par une société de personnes et qu'elle ne paye pas réellement d'impôt sur le revenu; ce sont les associés qui payent l'impôt. Par conséquent, la provision pour l'impôt sur le revenu incluse dans le coût du service représente un calcul théorique.

Décision

L'Office ordonne à M&NP de recalculer la PFUDC en fonction de la structure du capital approuvée dans le cadre de la décision GH-6-96 en retenant le moindre des deux montants suivants : les fonds réels avancés ou les dépenses cumulatives à ce jour. Pour calculer le coût de la dette, M&NP doit utiliser le coût réel du capital d'emprunt et, pour les montants à considérer comme des emprunts, le coût calculé suivant les conditions de son financement bancaire à terme.

Chapitre 4

Coût du capital

4.1 Coût du financement par emprunt

4.1.1 Méthode du produit net

M&NP a proposé d'adopter la méthode du produit net pour comptabiliser les coûts des émissions de titres d'emprunt, plutôt que la méthode plus traditionnelle qui consiste à capitaliser ces coûts. Suivant la méthode du produit net, on n'inscrit que le principal des titres d'emprunt, à l'exclusion des frais d'émission, de telle sorte que les frais d'émission sont financés à 100 % avec les emprunts. Il en résulte un taux d'intérêt légèrement supérieur, mais la base tarifaire est réduite d'un montant égal aux frais d'émission.

Selon la méthode de la capitalisation, les frais d'émission seraient ajoutés à la base tarifaire. Dans l'un et l'autre cas, le montant correspondant au principal dans le coût des émissions doit être amorti. M&NP a affirmé qu'étant donné que le coût des titres d'emprunt est inférieur au taux de rendement, les payeurs de droits bénéficieront d'une économie égale au produit de l'écart entre les deux taux multiplié par le coût des émissions. Elle estimait que les économies seraient de l'ordre de 100 000 $ par année. M&NP a souligné que l'Office avait approuvé l'utilisation de cette méthode par le passé, dans le cas de Westcoast.

Le GPCE a argué que la méthode de la capitalisation donne un coût moins élevé et elle a illustré ce point pendant l'audience en présentant un exemple où l'on supposait que les coûts des émissions seraient amortis sur 25 ans. M&NP a répliqué que l'économie apparente tenait à l'utilisation de taux d'amortissement différents.

Opinion de l'Office

Les coûts des émissions de titres d'emprunt devraient être amortis sur toute la durée de l'emprunt. Pour une même période d'amortissement, la méthode du produit net donne un coût moindre que la méthode de la capitalisation.

Décision

L'Office trouve acceptable que M&NP adopte la méthode du produit net pour la comptabilité des coûts des émissions de titres d'emprunt.

4.1.2 Frais liés à la caution d'achèvement

M&NP paye actuellement des frais de caution de 25 points de base à ses associés à l'égard de la dette relative à la canalisation principale. Ces frais ont pris effet le 30 juin 1999, à la clôture de la transaction de financement de la canalisation principale, et sont payés à raison de 120 000 $ par mois. M&NP cessera de payer les frais de caution à l'achèvement de la construction de la canalisation principale et du latéral Point Tupper. M&NP a soutenu que le coût total de la dette aurait été plus élevé si la construction

avait été financée sans ce mécanisme de recours. Elle a également indiqué que les frais de caution seraient compensés en partie par une réduction de 12,5 points de base de la marge payée sur son emprunt bancaire.

Le Nouveau-Brunswick a soutenu que les associés de M&NP ne devraient pas recevoir un rendement supplémentaire sur leur investissement du seul fait qu'ils assument un risque commercial. Il a laissé entendre que le risque commercial a été pris en compte lorsqu'on a déterminé qu'un rendement de 13 % sur le capital-actions convenait pour le projet de M&NP. Il s'est interrogé sur la raison pour laquelle la caution d'achèvement relative à la canalisation principale s'appliquait également au latéral Point Tupper. Cet intervenant a fait remarquer que des cautions d'achèvement distinctes ont été fournies à l'égard des latéraux Saint John et Halifax, et il s'est demandé pourquoi il n'en était pas ainsi pour le latéral Point Tupper. Selon lui, l'Office ne devrait pas admettre la caution après le 30 novembre 1999, moment où la canalisation principale a été achevée. M&NP a répondu que, sur le plan financier, elle n'aurait pu parler d'achèvement qu'à compter de mars 2000, car ce n'est qu'à ce moment-là que le volume de gaz provenant de Sable Offshore Energy Incorporated (SOEI) était suffisant pour effectuer un essai de rendement.

Opinion de l'Office

Lorsque M&NP a contracté la caution d'achèvement, elle s'attendait raisonnablement à ce que la construction du latéral Point Tupper se termine en même temps que celle de la canalisation principale. Par conséquent, l'Office trouve que M&NP a agi raisonnablement en incluant ce projet dans le financement de la canalisation principale.

Bien qu'il soit difficile de quantifier ce qu'il en coûte pour fournir une garantie de dette, l'Office reconnaît que cela représente certainement un coût pour les associés. Selon l'Office, un frais de 25 points de base est un montant raisonnable pour garantir la dette de M&NP, sous réserve de l'achèvement du projet. Les économies compensatoires obtenues sur les taux d'intérêt des emprunts bancaires ramènent les coûts à 12,5 points de base.

Décision

En attendant la satisfaction des cautions d'achèvement associées au financement de la canalisation principale de M&NP, l'Office juge que le paiement de frais de caution de 25 points de base sur la dette relative à la canalisation principale est acceptable.

4.1.3 Coût des produits de gestion du risque associé aux taux d'intérêt

Dans sa prévision du coût de la dette pour la période d'essai, M&NP a inclus des coûts associés à la couverture des frais d'intérêts au moyen d'instruments d'échange de taux et à l'achat d'une garantie de taux d'intérêt plafond. Selon la preuve produite par la compagnie, celle-ci n'avait pas encore engagé de dépenses dans le cadre de son programme de gestion du risque, car elle attendait d'être libérée de la caution d'achèvement, ce qui dépendait de l'achèvement du latéral Point Tupper. Il ressort également de la preuve qu'un certain nombre d'expéditeurs préféreraient que M&NP n'ait pas recours à des

instruments de couverture concernant son emprunt bancaire, car la preuve empirique démontre que les taux variables ont, en moyenne, été inférieurs aux taux fixes.

Le GPCE a noté que M&NP avait inclus dans le coût du service un montant de 444 000 $ pour les échanges taux variables/taux fixes et un montant de 615 000 $ pour l'achat d'une garantie de taux d'intérêt plafond. Il a soutenu qu'il fallait exclure ces charges du coût du service car elles ne seraient pas engagées pendant la période d'essai.

Opinion de l'Office

À la date de l'audience, il ne restait plus que trois mois dans la période d'essai. Il est très peu probable maintenant que M&NP engage des coûts au titre d'instruments d'échange ou de plafonnement de taux d'intérêt durant la période d'essai et si elle le faisait, ces coûts seraient vraisemblablement beaucoup plus faibles que les montants prévus, étant donné le peu de temps qu'il reste dans la période d'essai.

Décision

Tous les coûts associés aux instruments d'échange ou de plafonnement de taux d'intérêt seront supprimés des prévisions du coût du service pour la période d'essai. Si M&NP engage de tels coûts avant la fin de la période d'essai, elle peut les comptabiliser dans son compte de report des frais d'intérêts (voir la section 6.6). L'Office a estimé le taux du coût de la dette de M&NP à 7,127 %, une fois ces coûts supprimés.

4.2 Rendement de la base tarifaire

Décision

Compte tenu des décisions contenues dans les présents Motifs de décision, l'Office a estimé que le rendement de la base tarifaire de M&NP pour la période d'essai correspond à un taux de 8,596 %. Le tableau 4-1 présente la structure du capital et le taux de rendement global, établi selon les estimations de l'Office.

Tableau 4-1
Structure moyenne présumée du capital
et rendement approuvés pour la période d'essai

	Montant (en milliers $)	Structure du capital (%)	Taux du coût (%)	Élément du coût (%)
Dette consolidée à long terme	605 795	75	7,127	5,346
Capital-actions ordinaire	201 932	25	13,000	3,250
Total - Structure du capital	**807 727**[3]	**100**		
Rendement de la base tarifaire				**8,596**

[3]

Base tarifaire	716 993
Valeur brute des installations en construction	90 734
	807 727

Chapitre 5

Frais d'exploitation

5.1 Frais d'exploitation et d'entretien

Comme il est exposé dans la section 3.1, Coût de construction de la canalisation principale, en ce qui touche les modalités de *gestion et de compensation*, St. Clair est la filiale de Westcoast chargée de l'exploitation et de l'entretien du gazoduc. Aux termes de l'entente d'exploitation d'une durée de 20 ans, datée du 25 juillet 1996, M&NP s'engage à payer à St. Clair des frais de gestion mensuels englobant :

- le coût réel des dépenses (non salariales) que St. Clair a payées au cours du mois, au nom de M&NP, pour la prestation des services convenus;
- un montant correspondant à 200 % de la portion pertinente des coûts salariaux réels des employés de St. Clair et des sociétés affiliées ayant fourni des services au cours du mois.

En outre, tous les employés qui travaillent pour M&NP sont des employés de St. Clair. Selon les modalités de l'Entente, St. Clair assume les charges de retraite et de prestations, y compris les coûts liés au régime d'incitatifs des employés, les frais de réinstallation et d'autres coûts. Les frais de 200 % doivent permettre à St. Clair d'absorber tous les frais généraux et frais administratifs occasionnés dans ses bureaux en Ontario, et ne sont pas censés inclure un bénéfice pour St. Clair.

M&NP a affirmé qu'elle ne veut pas embaucher ses propres employés et préfère conserver l'entente d'exploitation avec St. Clair pour avoir facilement accès à des travailleurs compétents qui font déjà partie de l'effectif de Westcoast. Elle trouvait cet arrangement préférable à l'embauche de son propre personnel, car elle ne pouvait offrir que des perspectives limitées à d'éventuels employés et cela nuirait à la qualité des candidats qu'elle serait en mesure d'attirer.

M&NP a confirmé qu'elle pourrait embaucher son propre personnel, mais ne croyait pas qu'il en résulterait des économies. Selon ses estimations, elle aurait à engager des frais additionnels de formation et de réinstallation et elle serait obligée d'embaucher plus de personnel qu'il ne serait nécessaire dans le cas d'employés d'expérience. Elle craignait aussi que les employés travaillant pour la famille Westcoast ne seraient guère intéressés à quitter leurs postes actuels, et à renoncer du même coup à leur pension de retraite et aux possibilités d'avancement qu'offre cette grande organisation.

En ce qui a trait au taux de 200 %, M&NP a expliqué que ce pourcentage vise à permettre à l'exploitant de faire ses frais sans participation aux bénéfices, en ce sens que la compensation accordée à St. Clair couvre non seulement ses coûts salariaux, mais aussi les autres charges qu'elle doit payer pour s'acquitter de ses fonctions. Cependant, M&NP n'a pas fourni au cours de l'audience une ventilation des types de coûts qui sont censés être compris dans ce taux.

La CAPP a laissé entendre qu'il devrait y avoir une méthode approuvée de répartition des coûts associés aux employés partagés, ajoutant qu'il existe une telle structure chez TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) et d'autres sociétés pipelinières.

Le GPCE a fait valoir que la détermination de droits justes et raisonnables ne devrait pas dépendre d'ententes entre filiales, et que la réglementation doit se faire en toute transparence. Il a souligné qu'aucun précédent ne justifie le taux de 200 % que propose M&NP et que, selon lui, le taux de 165 % utilisé pour Westcoast devrait constituer le niveau maximum.

Dans sa plaidoirie, Shell n'a pas traité spécifiquement du taux de 200 %, mais elle a affirmé que, bien qu'elle ait participé aux discussions menant aux ententes définitives, dont l'entente d'exploitation, elle n'avait pas paraphé ces ententes car elles renfermaient des dispositions auxquelles elle ne pouvait pas donner son appui.

Opinion de l'Office

L'Office se préoccupe du manque de transparence des arrangements actuels selon lesquels des dépenses imputables à M&NP sont couvertes, aux termes de l'entente d'exploitation, par un coefficient global pour frais généraux appliqué aux charges salariales pertinentes. L'Office s'inquiète aussi du fait que M&NP n'était pas en mesure de fournir une liste des coûts compris dans ce coefficient.

Décision

Pour la présente période d'essai, l'Office a décidé d'approuver, aux fins du calcul des droits, les frais d'exploitation prévus associés au coefficient pour frais généraux. Cependant, pour la prochaine période d'essai, comme garantie de transparence et pour encourager M&NP à contrôler les coûts, l'Office a décidé que M&NP devra soit embaucher son propre personnel et comptabiliser les coûts en conséquence, soit compenser St. Clair pour les coûts réels engagés en son nom. M&NP doit informer l'Office de sa décision à cet égard dans des délais opportuns.

5.2 Code de conduite

Au cours du contre-interrogatoire mené par la CAPP, M&NP s'est engagée à collaborer avec son Groupe de travail sur les droits et le tarif (GTDT) pour mettre au point son code de conduite. Elle a indiqué que le code de conduite, tel qu'il a été déposé, devrait rassurer l'Office sur le fait qu'elle se conduit d'une manière conforme à ce qu'Office attend des autres sociétés pipelinières du groupe 1 qui relèvent de sa compétence.

La CAPP a noté l'engagement pris par M&NP d'améliorer son code de conduite et l'en a remercier, et a prié l'Office d'ordonner qu'un dialogue véritable soit engagé sur cette question et qu'on lui fasse rapport des résultats.

Opinion de l'Office

Étant donné le grand nombre de transactions que M&NP mène avec des sociétés affiliées, l'Office estime qu'il est très important d'arrêter un code de conduite explicite et exhaustif afin de prévenir les conflits d'intérêts éventuels. L'Office constate que M&NP s'est engagée à collaborer avec son GTDT afin de réviser son code de conduite. L'Office invite toutes les parties à examiner soigneusement les modifications ainsi apportées.

Chapitre 6

Comptes de report

M&NP a demandé à l'Office d'approuver six comptes de report ayant trait aux éléments de recettes et aux composantes du coût du service exposés dans sa demande. Elle a souligné que ces comptes de report sont nécessaires parce qu'ils comptabilisent des montants qui ne peuvent pas être prévus, qui échappent à son contrôle et qui sont sujets à des variations qui pourraient avoir une incidence importante sur les recettes globales de M&NP et le coût du service. Dans le cadre de l'instance, M&NP a demandé l'autorisation d'établir les comptes de report en question, ainsi que l'approbation de certains aspects liés à la méthodologie, comme les frais financiers appropriés et l'utilisation des soldes des comptes.

6.1 Différends concernant la facturation/déterminants de la demande pour le service MN365

Certains expéditeurs ont contesté les frais mensuels liés à la demande exigés par M&NP ou ont refusé de les payer. Par conséquent, M&NP a demandé d'établir un compte de report pour comptabiliser les paiements non effectués, ou effectués sous toute réserve, pendant la période d'essai. M&NP a proposé que, si les différends concernant la facturation survenus durant la période d'essai n'étaient pas réglés en sa faveur, les montants en question pourraient être facturés en une seule fois aux expéditeurs ayant utilisé le réseau pendant la période d'essai. Si les déterminants de la demande de services de transport garanti pendant la période d'essai devaient changer sous d'autres rapports, M&NP proposait que ce compte de report soit utilisé pour consigner les écarts résultants dans les recettes.

M&NP a déclaré que les factures contestées échappent clairement à son contrôle, soulignant qu'elle avait mis le gazoduc en service après en avoir reçu l'autorisation et que certains expéditeurs ont alors refusé de payer leurs factures. M&NP a indiqué que, compte tenu de l'incertitude créée par ces différends concernant la facturation et de leur incidence sur la conception des droits de M&NP, il était certainement justifié d'approuver ce compte de report.

Le GPCE a soutenu qu'aucun des différends pour lesquels M&NP souhaite créer un compte de report ne satisfait aux critères d'établissement de comptes de report fixés par l'Office. Il a souligné que les points en litige étaient prévisibles et que la société pipelinière avait un contrôle sur eux, et qu'ils devraient, par conséquent, faire partie du risque des actionnaires.

Irving Oil Limited (Irving Oil) a affirmé que, si les tribunaux décident, en fin de compte, que M&NP n'est pas dans son droit, ce sont les actionnaires, plutôt que les payeurs de droits, qui devraient en subir les conséquences.

Opinion de l'Office

L'Office a défini trois critères d'approbation de comptes de report, à savoir l'absence de contrôle sur le niveau des coûts ou des recettes, l'incapacité de prévoir raisonnablement le niveau des coûts ou des recettes, et l'importance du solde de l'éventuel compte de report de coûts ou de recettes.

Une fois établis, les comptes de report servent à consigner les écarts entre les montants prévus et les montants réels d'éléments précis, et les soldes reportés sont soumis à un examen minutieux au cours d'une instance ultérieure. Dans le cas des différends concernant la facturation, M&NP a inclus les déterminants de la demande dans le calcul des droits applicables à la période d'essai. Dans la mesure où les factures restent impayés, il demeure un écart entre le montant prévu et le montant réel des recettes à percevoir au moyen des droits.

Ces faits, ainsi que le montant en litige, ont convaincu l'Office du fait que les critères d'approbation de comptes de report avaient été satisfaits et qu'un tel compte devrait être établi. Les montants comptabilisés dans le compte de report, et leur utilisation, seront examinés au cours d'une instance ultérieure sur les droits.

Décision

L'Office approuve pour la période d'essai le compte de report relatif aux différends concernant la facturation/déterminants de la demande pour le service MN365.

6.2 Autres recettes

M&NP n'a pas prévu de recettes au titre du transport interruptible ou d'autres types de recettes, comme les frais de dépassement, pour la période d'essai. Dans l'éventualité où elle percevrait ce genre de recettes pendant la période d'essai, elle propose de les comptabiliser dans un compte de report et de les porter au crédit des expéditeurs de la période 1, compte tenu des déterminants de la demande contractuelle.

Comme c'est exposé dans la section 6.7, le GPCE a affirmé que ce compte de report illustre l'iniquité de la méthode de calcul des frais financiers que propose M&NP, laquelle consiste à calculer les frais financiers sur le solde d'ouverture de chaque mois, plutôt que les soldes mensuels moyens.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît qu'il est difficile de prévoir le montant des recettes liées au service interruptible et d'autres recettes, et que ces éléments échappent dans une certaine mesure au contrôle de la compagnie. L'Office estime raisonnable d'établir ce compte de report, car les expéditeurs en tireront profit si des recettes supplémentaires sont perçues pendant la période d'essai.

Décision

L'Office approuve le compte de report des autres recettes.

6.3 Changements aux impôts tenant à la modification des dispositions législatives ou de la cotisation

M&NP a prévu certains niveaux d'imposition en ce qui touche la taxe municipale de la Nouvelle-Écosse, la taxe sur les locaux professionnels des entreprises de la Nouvelle-Écosse, la taxe municipale du Nouveau-Brunswick, l'impôt sur le capital perçu en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, l'impôt sur le revenu et l'impôt des grandes sociétés. Elle a souligné que le niveau réel des impôts en question échappe à son contrôle et peut changer sur préavis très court. Elle propose que toute différence entre la valeur prévue et la valeur réelle des impôts exigés durant la période d'essai qui découleraient de modifications aux taux d'imposition ou aux cotisations soit consignée dans ce compte de report, puis imputée ou créditée aux expéditeurs de la période 1 en fonction des déterminants de la demande contractuelle.

Aucun intervenant n'a formulé de commentaires sur ce compte de report.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que les changements dans les taux d'imposition ou la perception de nouveaux impôts ou taxes échappent clairement au contrôle de M&NP. Il estime qu'il convient d'établir le compte de report demandé pour la période d'essai.

Décision

L'Office approuve le compte de report relatif aux changements aux impôts tenant à la modification des dispositions législatives ou de la cotisation.

6.4 Procès, médiation et arbitrage

M&NP pourrait avoir à se défendre dans le cadre d'instances intentées par le ministère des Pêches de la Nouvelle-Écosse et la municipalité régionale de Cap Breton. Elle a proposé de comptabiliser dans un compte de report tous les coûts qu'elle pourrait engager à ce chapitre. Comme nous l'avons mentionné précédemment, M&NP a proposé que le solde du compte, s'il y en a un, soit imputé aux comptes de transport pertinents, une fois le point en litige réglé.

Le GPCE a fait valoir que si des procès en instance aboutissent à une condamnation, il faudrait que le coût de l'instance fasse partie des risques des actionnaires. Il a souligné que les payeurs de droits ne devraient pas assumer le fardeau financier d'une action fautive ou d'un délit de commission dont serait coupable le service public.

Le Nouveau-Brunswick s'est opposé au compte de report parce que, selon son argument, M&NP peut évaluer ses obligations financières avec l'aide d'un conseiller juridique, et les prévoir dans son budget. D'après le Nouveau-Brunswick, M&NP devrait assumer le risque que ses prévisions soient erronées.

M&NP a soutenu que les frais juridiques ne peuvent pas être prévus, qu'ils échappent en partie à son contrôle et qu'ils pourraient s'avérer importants. Elle a mis en garde l'Office contre le fait de donner des

instructions ou de rendre un jugement décisif avant que le point en litige soit réglé; les faits pourront être examinés à fond une fois le jugement rendu.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que les coûts associés aux instances susmentionnées ne sont pas raisonnablement prévisibles, qu'ils échappent en partie au contrôle de M&NP et qu'ils pourraient s'avérer importants. L'Office étudiera au cours d'une instance ultérieure l'à-propos d'établir le compte et l'utilisation des montants qui y seraient inclus.

Décision

L'Office approuve l'établissement pour la période d'essai du compte de report pour les frais de procès, de médiation et d'arbitrage.

6.5 Coûts de l'audience sur les droits

M&NP a indiqué que, ne connaissant pas la portée et le lieu de l'audience sur les droits, elle ne pouvait pas prévoir les frais que celle-ci lui occasionnerait. Dans sa demande, elle a prévu un coût initial de 750 000 $ au titre de l'audience et a demandé l'approbation d'un compte de report pour comptabiliser les frais additionnels. Elle a indiqué qu'elle ne s'attendait pas à ce que l'audience lui coûte moins que 750 000 $, mais qu'elle était disposée à porter au crédit des expéditeurs la différence entre les coûts réels et prévus, si les premiers s'avéraient inférieurs aux seconds.

Le GPCE a souligné que le compte de report proposé ne répondait pas aux critères d'établissement de comptes de report fixés par l'Office. Il a fait remarquer que c'est la première fois qu'une société pipelinière laisse entendre que les coûts d'une audience sur les droits échappent à son contrôle et qu'ils ne peuvent pas être prévus.

La DPNÉ a exprimé des préoccupations au sujet du mécanisme du GTDT (voir le chapitre 9) et a enjoint l'Office de bien réfléchir avant d'approuver la requête de M&NP visant à établir un compte de report pour les coûts de l'audience.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît qu'il s'agit de la toute première audience sur les droits de M&NP et que la portée et le lieu de l'audience n'étaient pas connus au moment où elle a déposé sa demande. Pour ce motif, l'Office est disposé à approuver le compte de report demandé pour la période d'essai. L'Office s'attend à ce que, grâce à l'expérience acquise dans le cadre de cette instance, M&NP sera en mesure, à l'avenir, de prévoir le coût de ses audiences et que ce compte de report ne sera pas nécessaire pour la prochaine période d'essai. L'Office convient que le compte devrait servir à saisir tout écart en plus ou en moins par rapport à la prévision de 750 000 $.

Décision

L'Office approuve le compte de report des coûts de l'audience sur les droits pour la période d'essai.

6.6 Frais d'intérêts

À l'heure actuelle, la totalité de la dette active de M&NP contractée en vertu de son financement bancaire à terme consiste en des emprunts à taux d'intérêt variable. M&NP a indiqué que les frais d'intérêts suscitent beaucoup d'incertitude à cause du fort pourcentage de titres à taux variable, de l'instabilité des taux d'intérêt sur les marchés financiers ainsi que du moment et de la nature des opérations de couverture des taux d'intérêt. Par conséquent, M&NP a proposé de comptabiliser la différence entre les coûts réels et projetés dans un compte de report dont le solde serait attribué aux expéditeurs de la période d'essai.

Le Nouveau-Brunswick s'opposait à la création de ce compte de report, faisant valoir que M&NP était amplement protégée contre les variations de taux d'intérêt grâce à des mécanismes d'échange de taux variables/taux fixes et de plafonnement de taux d'intérêt. Il a également fait valoir que M&NP ne s'était pas encore prévalue de ces moyens.

Opinion de l'Office

Comme nous l'avons mentionné dans la section 4.1.3, M&NP n'engagera pas de dépenses au titre de ses mécanismes de gestion du risque associé aux taux d'intérêt avant d'être libérée des cautions d'achèvement rattachées à son financement par emprunt. Étant donné que la totalité de la dette active a été contractée à un taux d'intérêt variable, l'Office reconnaît que M&NP se trouve dans l'incertitude pour le moment en ce qui touche le coût de son financement par emprunt. Par conséquent, l'Office juge convenable d'établir le compte de report demandé.

Décision

L'Office approuve le compte de report des frais d'intérêt pour la période d'essai.

6.7 Utilisation des soldes des comptes et frais financiers

M&NP a indiqué que, si les comptes de report demandés étaient approuvés, elle présenterait une demande subséquente visant à attribuer les soldes pour la période d'essai aux expéditeurs ayant utilisé le réseau durant cette période. Ne ferait exception à cette règle que le compte de report des frais de procès, de médiation et d'arbitrage. M&NP a expliqué qu'étant donné que les montants comptabilisés dans ce compte se rapporteraient à la construction et au développement de sa canalisation principale, le solde devrait être imputé aux comptes pertinents des frais de transport après le règlement de chacun des points en litige.

M&NP a proposé que tous les soldes soient affectés de frais financiers calculés au taux de rendement approuvé de la base tarifaire. Au départ, elle avait proposé que les frais financiers soient calculés sur les

soldes mensuels moyens, mais elle a modifié sa demande par la suite pour qu'ils soient calculés plutôt sur les soldes d'ouverture mensuels des comptes de report. M&NP a expliqué que la nouvelle méthode proposée était conforme aux autres calculs effectués dans le cadre de la demande et correspondait également à la façon dont Westcoast calcule les frais financiers de ses comptes de report.

En ce qui concerne le compte de report relatif aux autres recettes discrétionnaires, le GPCE a souligné que la proposition de M&NP voulant que les frais financiers soient calculés sur le solde d'ouverture mensuel, plutôt que sur le solde mensuel moyen, était inéquitable. Selon le GPCE, cette formule était inéquitable parce que les recettes discrétionnaires ne peuvent faire autrement que d'augmenter et qu'à son avis, ce sont les payeurs de droits, plutôt que la société pipelinière, qui devrait en tirer profit.

Opinion de l'Office

L'Office juge raisonnable la proposition de M&NP visant à attribuer les soldes pour la période d'essai aux expéditeurs qui ont utilisé le réseau pendant la période d'essai, sauf dans le cas du compte de report des frais de procès, de médiation et d'arbitrage.

En ce qui touche les frais financiers, l'Office estime que le rendement de la base tarifaire est un taux approprié pour les soldes des comptes de report en opération. Cependant, l'Office partage les préoccupations du GPCE à savoir qu'il serait inéquitable de calculer les frais financiers sur le solde d'ouverture mensuel, surtout dans le cas de comptes qui ne peuvent faire autrement que d'augmenter, comme le compte des autres recettes. Par conséquent, l'Office est d'avis qu'il convient de calculer les frais financiers sur la moyenne de soldes d'ouverture et de clôture mensuels, et ce, pour tous les comptes de report.

Décision

L'Office approuve la proposition de M&NP visant à attribuer les soldes des comptes de report pour la période d'essai aux expéditeurs ayant utilisé le réseau durant la période d'essai. En outre, l'Office a décidé que les frais financiers seront calculés sur la moyenne des soldes d'ouverture et de clôture mensuels, au taux de rendement de la base tarifaire qu'il a approuvé.

Chapitre 7

Questions tarifaires

7.1 Résiliation ou prolongation des ententes de service à long terme

L'article 4.4 des Conditions générales (CG - *General Terms and Conditions*) énoncées dans le tarif de M&NP prévoit que M&NP, ou un client, peut donner un préavis de résiliation d'une entente de service à long terme à tout moment pendant la durée du contrat, jusqu'à concurrence de deux ans avant sa date d'expiration. Dans les trente jours suivant le préavis, la capacité sera affichée sur le système de communication électronique de M&NP pour solliciter des soumissions et des soumissions seront reçues jusqu'à 60 jours avant l'expiration du contrat. La capacité sera attribuée au soumissionnaire qui propose la plus longue période contractuelle, mais l'expéditeur qui détient la capacité aura le droit de faire une offre équivalente. M&NP ne pourra toutefois pas obliger l'expéditeur actuel à passer un contrat de plus de cinq ans.

Shell a soutenu qu'il n'était pas raisonnable de permettre à la société pipelinière de donner un préavis de résiliation à partir du premier jour d'un contrat et de garder la période de soumission ouverte jusqu'à 60 jours avant l'expiration du contrat. Cependant, l'essence de l'argument de Shell résidait dans son opposition au principe fondamental d'assujettir les droits de prolongation des contrats de service sur le pipeline à un mécanisme de soumission. Shell a avancé que l'utilisation d'un processus de soumission pour attribuer la capacité avait pour but de forcer les expéditeurs à passer des contrats de plus longue durée. Elle rejetait l'assertion de M&NP selon laquelle les expéditeurs qui attachent la plus grande valeur au service s'engageront pour les périodes les plus longues, arguant que dans un marché de capacité restreint, l'expéditeur peut être contraint à prolonger son contrat pour une période plus longue que ce dont il a besoin. Shell estimait que la période de renouvellement d'un contrat devrait dépendre des besoins de l'expéditeur, et a laissé entendre qu'une fois le préavis donné, l'expéditeur devrait avoir le droit de renouveler le contrat en vigueur pour une période minimale d'un an.

Shell a souligné qu'étant donné que les droits de M&NP sont fixés par l'Office, la concurrence pour l'obtention des services de transport ne peut pas être basée sur le prix, si bien que la durée d'un contrat est la seule mesure de la valeur qu'un client attache au service. Elle a rappelé que dans des décisions antérieures, visant TransCanada, l'Office avait appuyé le principe selon lequel les politiques de renouvellement des contrats devraient être conçues pour donner de la flexibilité aux expéditeurs. Elle a indiqué que dans ces décisions, l'Office avait appuyé une période de renouvellement d'un an, avec six mois de préavis. Selon Shell, un processus de soumission augmente la valeur des contrats pour la société pipelinière, au détriment de la flexibilité accordée à l'expéditeur. Elle s'inquiétait aussi du fait que l'existence de processus de soumission distincts pour le réseau de M&NP et le pipeline de raccordement aux États-Unis pourrait occasionner des difficultés aux expéditeurs. Sous ce rapport, M&NP a indiqué que tous les pipelines acheminant le gaz exporté soulèvent des problèmes du genre et a affirmé qu'elle s'efforcerait d'offrir un service «sans coupure».

La CAPP, bien qu'elle n'ait pas fait de recommandations précises, a indiqué que l'Office devrait tenir compte des principes fondamentaux suivants : les dispositions régissant le renouvellement de la capacité

devraient être équitables et pratiques, et devraient favoriser un équilibre raisonnable des intérêts financiers.

Selon M&NP, les intérêts des expéditeurs, à savoir disposer de flexibilité, doivent être tempérés par les intérêts de la société pipelinière, à savoir attribuer convenablement la capacité. M&NP a souligné que, selon son tarif, un expéditeur n'aurait pas à prolonger sa période contractuelle de plus de cinq ans, et peut-être moins encore si les soumissions concurrentes étaient pour des périodes plus courtes. Elle a exprimé l'avis que les dispositions traditionnelles prévoyant des périodes de renouvellement d'un an, qu'on retrouve encore dans certains tarifs pipeliniers, engendrent des problèmes pour les pipelines en place, faisant remarquer que TransCanada avait tenté de modifier les dispositions sur le renouvellement prévues dans son propre tarif. Elle a soutenu également que des contrats de plus longue durée offrent de la stabilité sur le plan des droits et la possibilité de réduire les droits.

M&NP a souligné que, bien que les parties avaient été avisées amplement à l'avance que cette question serait traitée au cours de l'instance, seule Shell l'a abordée. Elle a fait valoir que la politique de renouvellement ne devrait pas être modifiée à moins qu'il existe une solution de rechange valable bien précise, qui puisse être jugée supérieure.

Opinion de l'Office

En tant qu'exploitante d'un tout nouveau pipeline, M&NP avait besoin de contrats à long terme pour soutenir son projet de construction et ses besoins de financement. C'est pourquoi elle a conclu des ententes d'appui avec Mobil Oil Canada Properties et Mobil Canada Properties Ltd. pour une capacité de 440 000 10^6 Btu/j. L'Office ne sait pas quelle incidence la modification des dispositions du tarif concernant le renouvellement des contrats pourrait avoir sur les obligations contractées en vertu de ces ententes d'appui. Shell s'est dite opposée à un processus de soumission, mais elle n'a pas démontré de façon précise en quoi elle serait désavantagée. L'Office admet que l'utilisation d'un processus de soumission peut amener les expéditeurs à passer des contrats de plus longue durée qu'ils ne le feraient autrement; toutefois, cette situation n'est susceptible de se présenter que lorsqu'il n'y pas de capacité excédentaire sur le réseau. M&NP n'est pas la seule société pipelinière à imposer une période de renouvellement de cinq ans. Le tarif de Foothills Pipe Lines Ltd. oblige les expéditeurs à prolonger leurs contrats de manière à conserver une période de validité d'au moins cinq ans, et prévoit un processus de soumission pour l'attribution de la capacité libre.

Shell demande que l'Office oblige M&NP à accepter une période de renouvellement minimale d'un an. Il s'agirait d'un changement notable par rapport aux dispositions actuelles du tarif. Aucune autre partie n'a pris position sur cette question, ni en faveur, ni à l'encontre de la proposition de Shell. L'Office attribue ce manque d'intérêt au fait que tous les contrats de service de transport garanti en vigueur sur le pipeline sont des contrats à long terme.

L'Office a des réserves au sujet des dispositions de la politique de renouvellement concernant le moment où le préavis de résiliation peut être donné et la durée de la période de soumission. Il estime, toutefois, que cette question n'a pas été examinée de façon assez approfondie pour qu'il accède à la demande de Shell. Ces aspects pourront être examinés par le GTDT.

Décision

Étant donné les circonstances uniques de M&NP en tant qu'exploitante d'un tout nouveau pipeline, l'Office n'est pas convaincu que les dispositions du tarif touchant le renouvellement des contrats ne sont pas appropriées. L'Office serait disposé à réexaminer cette question au cours d'une instance future si une partie faisait la preuve que les dispositions relatives au renouvellement des contrats lui ont causé un préjudice déraisonnable.

7.2 Mécanisme d'équilibrage des retenues pour combustible

Suivant l'article 20 des Conditions générales du tarif de M&NP, les expéditeurs doivent fournir à M&NP le gaz nécessaire pour transporter leur gaz sur son réseau. Désignée la retenue pour combustible (Fuel Retainage Quantity) dans le tarif, la quantité de gaz à fournir comme combustible a été fixée à 0,5 % pour la période d'essai. Selon le tarif, le pourcentage de la retenue pour combustible doit être fixé deux fois par année, soit en avril et en novembre, compte tenu de l'expérience acquise sur le plan de l'exploitation. L'ajustement des écarts se fait à la période suivante. Au cours de l'instance, Irving Oil a avancé que, pour cette première période d'essai seulement, tout écart devrait être inscrit directement au crédit ou au débit des expéditeurs de la période d'essai, selon le cas.

Irving Oil a fait valoir que, dès la fin de la période d'essai, on s'attend à une hausse considérable des volumes transportés suivant le service garanti et que les nouveaux expéditeurs ne devraient pas avoir à fournir des quantités additionnelles de gaz à titre de retenue pour combustible afin d'équilibrer les opérations de la période d'essai. Elle a souligné que l'idée de corriger les écarts directement avec les expéditeurs de la période d'essai serait conforme à la méthode que proposait M&NP pour l'élimination des soldes des comptes de report de la période d'essai. Le GPCE s'est dit en faveur de la proposition d'Irving Oil.

M&NP a indiqué qu'elle avait proposé d'ajuster la retenue pour combustible dans la période d'essai suivante à cause des dispositions contenues dans son tarif. À moins d'un avis précis de la part de l'Office, M&NP est tenue de respecter les exigences de son tarif. M&NP a témoigné que si les expéditeurs de la période d'essai ne s'y opposaient pas, elle n'aurait pas d'objection à ajuster en une seule fois le compte des retenues pour combustible, comme le propose Irving Oil. Aucune des parties ne s'est opposée à la suggestion d'Irving Oil.

Décision

L'Office ordonne à M&NP d'ajuster son compte des retenues pour combustible à la fin de la période d'essai actuelle et d'effectuer les ajustements voulus, en nature, auprès des expéditeurs de la période d'essai. Sauf avis contraire de l'Office, les ajustements pour les périodes d'essai futures seront effectués conformément aux dispositions du tarif.

Chapitre 8

Réductions de droits consenties aux provinces

La Position conjointe sur les droits et les latéraux est une entente datée du 19 juin 1997, conclue entre les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick et les représentants du consortium Sable Offshore Energy Project (maintenant désigné SOEI) et de M&NP, que l'Office a adoptée dans le cadre de sa décision GH-6-96. Suivant cette Position conjointe, M&NP a convenu d'accorder une réduction sur les droits applicables au service de transport garanti vers des points de livraison en Nouvelle-Écosse: la réduction serait de 10 % pendant une période initiale de huit ans et de 4 % pour chacune des deux années suivantes. Dans le cas du Nouveau-Brunswick, M&NP s'engageait à accorder, pendant les trois premières années, une réduction de 4 % sur les droits du service de transport garanti vers des points de livraison situés dans cette province. Certaines parties ont soulevé des questions au sujet de l'administration de ces réductions.

8.1 Date de commencement des réductions

La question de la date de commencement des réductions provinciales a d'abord été soulevée dans l'intervention de la DPNÉ. Cette dernière n'a toutefois pas traité de cette question dans sa preuve. La preuve produite à l'audience confirme qu'au moment de la signature de la Position conjointe, on s'attendait à ce que les livraisons débutent à Halifax avant qu'elles ne surviennent sur le latéral Point Tupper. M&NP a confirmé que son intention était de faire débuter la période de réduction en Nouvelle-Écosse avec la première livraison de gaz dans cette province et que si la première livraison avait lieu sur le latéral Point Tupper, la période de réduction commencerait à ce moment-là. Aucune des parties n'a pris position sur cette question durant la plaidoirie.

Décision

L'Office confirme que la période de réduction commencera à la date des premières livraisons de gaz dans chaque province.

8.2 Points de livraison auxquels s'applique la réduction de droits

Dans sa demande initiale, M&NP a indiqué que les réductions provinciales ne s'appliqueraient qu'aux points de livraison primaires prévus dans les contrats de service de transport garanti et que les détournements vers des points de livraison secondaires ne donneraient pas droit à la réduction. À l'appui de cette interprétation des dispositions sur les réductions contenues dans la Position conjointe, M&NP a fait valoir que le service de transport vers les points de livraison secondaires ne constitue pas un véritable service garanti en ce sens qu'il est fourni «dans la mesure du possible» et qu'il peut être réduit ou interrompu au besoin pour permettre de satisfaire aux obligations contractées à l'égard des points de livraison primaires.

En réponse à la position de M&NP, les provinces du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse, représentées par la DPNÉ, ont déposé une preuve conjointe contenant le témoignage de trois témoins qui

avaient participé directement aux négociations entourant la Position conjointe. Selon cette preuve, aucune distinction entre les points de livraison primaires et secondaires n'avait été faite ou discutée pendant les négociations et les témoins avaient compris que les réductions s'appliqueraient à toutes les livraisons effectuées aux termes des contrats de service de transport garanti passés avec chaque province. Irving Oil a également présenté une preuve portant que la Position conjointe ne faisait aucune mention de points de livraison primaires et secondaires.

Au cours de l'audience, en réponse à ce que M&NP croyait être un malentendu apparent entre les parties au sujet de l'intention de la Position conjointe, le président de M&NP a déposé une déclaration d'ouverture dans laquelle il modifiait la position initiale de M&NP et offrait plutôt ce qu'il a qualifié de position de compromis. M&NP proposait que la réduction provinciale s'applique à tous les contrats de service de transport garanti, compte tenu de la demande prévue au contrat et du point de livraison primaire. Selon la nouvelle position de M&NP, la réduction serait accordée en fonction du point de livraison primaire, même si le gaz était détourné vers un point de livraison secondaire ou exporté. D'après M&NP, cette approche reconnaît l'importance des contrats de service de transport garanti pour ce qui est de soutenir la faisabilité économique de la construction de latéraux et elle rehausse l'utilisation des installations, tout en donnant aux expéditeurs la possibilité de remettre le gaz en marché (en bénéficiant de la réduction intégrale) lorsque le marché primaire ayant servi pour justifier la construction du latéral n'a pas besoin du gaz offert.

En réponse à la position de compromis proposée par M&NP, le Nouveau-Brunswick a déposé une preuve supplémentaire dans laquelle il avançait que toutes les livraisons garanties en Nouvelle-écosse, qu'il s'agisse de points de livraison primaires ou secondaires, devraient bénéficier de la réduction prévue pour la Nouvelle-Écosse et que toutes les livraisons garanties au Nouveau-Brunswick, à des points de livraison primaires ou secondaires, devraient bénéficier de la réduction prévue pour le Nouveau-Brunswick. Ainsi, la réduction et la période de réduction s'appliqueraient à chaque expéditeur en fonction de la province où le gaz est livré, plutôt qu'en fonction de l'endroit où se trouve le point de livraison primaire. Cette position a reçu l'appui général des intervenants.

Le Nouveau-Brunswick a fait valoir que, suivant sa proposition, toutes les livraisons au Nouveau-Brunswick ou en Nouvelle-Écosse bénéficieraient de la même réduction, en fonction de la province de livraison. Les détournements de la Nouvelle-Écosse au Nouveau-Brunswick, ou l'inverse, ne comporteraient ni avantages ni inconvénients les uns par rapport aux autres. La CAPP a fait remarquer que cette proposition rattache la réduction à l'endroit où le gaz est utilisé.

De nombreuses parties ont souligné que l'octroi d'une réduction a été prévu dans la Position conjointe pour aider au développement du marché canadien. Les intervenants ont longuement débattu la question de savoir laquelle des propositions appuyait le mieux cet objectif. M&NP a exprimé l'avis que l'incitatif financier qu'offre l'application des réductions provinciales à la demande intégrale prévue au contrat, et la certitude qui en découle du point de vue de la planification et de l'exploitation, encourageront les parties à mettre en place les latéraux nécessaires pour développer le marché régional. Sempra et la DPNÉ se demandaient comment l'octroi d'une réduction pour des exportations aiderait à développer les marchés locaux.

La proposition de compromis de M&NP a été critiquée par la plupart des parties, notamment la CAPP, le GPCE, le Nouveau-Brunswick, la DPNÉ, Enbridge Gas New Brunswick Inc., Sempra Atlantic Gas

Company et Irving Oil. Ces parties ont fait valoir qu'il n'entrait pas dans les intentions des parties signataires de la Position conjointe d'accorder une réduction de droits sur des volumes à exporter. Elles ont également soutenu que la position de compromis de M&NP ne donnerait pas des règles du jeu équitables et qu'elle pourrait fausser le fonctionnement du marché et ouvrir la porte à l'arbitrage, étant donné que le gaz livré aux termes d'un contrat de la Nouvelle-Écosse, et bénéficiant d'une réduction de 10 %, présenterait un avantage financier par rapport à du gaz livré aux termes d'un contrat du Nouveau-Brunswick, comportant une réduction de 4 %.

De plus, la proposition de M&NP soulevait des inquiétudes au sujet du risque de discrimination sur le plan des droits. Le GPCE a fait valoir que la proposition pourrait engendrer trois droits différents, soit un dans chaque province et un à la frontière américaine. M&NP a soutenu qu'elle fixait le prix du service de transport garanti en fonction du point de livraison primaire. Que la livraison à un même point de livraison puisse entraîner la perception de droits différents, selon qu'il s'agisse d'une livraison garantie ou d'un service fourni «dans la mesure du possible», n'était pas, à son avis, surprenant ou inadmissible. M&NP a invoqué un grand nombre d'exemples dans les tarifs d'autres sociétés pipelinières réglementées par l'Office où des droits différents sont exigés pour des livraisons à un même point de livraison. À titre d'illustration, elle a indiqué que des volumes destinés à l'exportation sur le réseau TransCanada peuvent être assortis d'un droit différent de celui qui est exigé pour des volumes livrés sur un marché intérieur parce que les volumes destinés au marché intérieur sont soumis à une tarification par zone. De même, le régime de soumission de TransCanada pour les droits du service interruptible peut donner le même genre de situation.

M&NP a indiqué que la proposition du Nouveau-Brunswick serait difficile à mettre en oeuvre et à gérer, et qu'elle engendrerait des coûts additionnels. Le GPCE a soutenu qu'elle n'était ni plus ni moins complexe que la première proposition de M&NP et qu'elle ne devrait pas être plus difficile à administrer.

Opinion de l'Office

La Position conjointe énonce clairement que M&NP a convenu d'accorder une réduction sur les droits applicables au service de transport garanti vers des points de livraison situés en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick. Cette Position conjointe ne fait aucune distinction entre les points de livraison primaires et secondaires, et l'Office accepte la preuve produite selon laquelle il n'avait pas été question d'une telle distinction au cours des négociations menant à la signature de l'entente et que la plupart des parties à l'entente n'avaient pas envisagé d'en faire une. Dans sa déclaration préliminaire, M&NP a convenu qu'il y avait eu méprise sur ce point.

Il est clair, à la simple lecture de la Position conjointe, que les droits du service de transport garanti vers des points de livraison situés en Nouvelle-Écosse et des points de livraison situés au Nouveau-Brunswick bénéficieraient d'une réduction. L'allusion à des points de livraison dénote, selon l'Office, que dans l'esprit des parties, il fallait que les volumes soient effectivement livrés pour donner droit aux réductions. Il est donc raisonnable de conclure qu'une réduction fondée uniquement sur la demande prévue au contrat n'était pas ce qui était envisagé. L'Office constate également que la Position conjointe ne fait pas mention de réductions s'appliquant à des livraisons à la frontière canado-américaine.

Décision

L'Office juge que l'interprétation du Nouveau-Brunswick est celle qui correspond le mieux au libellé de la Position conjointe, à savoir : que toutes les livraisons garanties en Nouvelle-Écosse, qu'il s'agisse de points de livraison primaires ou secondaires, devraient bénéficier de la réduction prévue pour la Nouvelle-Écosse et que toutes les livraisons garanties au Nouveau-Brunswick, à des points de livraison primaires ou secondaires, devraient bénéficier de la réduction prévue pour le Nouveau-Brunswick. Aucune réduction ne s'appliquerait aux volumes exportés.

Chapitre 9

Groupe de travail sur les droits et le tarif

Dans sa plaidoirie, la DPNÉ a formulé des commentaires sur le mécanisme du GTDT, notamment sur le fait que le GTDT n'avait résolu aucune des questions reliées à l'instance et qu'il avait fallu un grand nombre de demandes de renseignements et de jours d'audience pour obtenir des renseignements de base sur un large éventail de questions. Face à cette situation, le DPNÉ a enjoint l'Office de faire comprendre à M&NP qu'il s'attendait à ce que celle-ci prenne les mesures nécessaires pour garantir que le GTDT fonctionne à fond et qu'il soit productif.

M&NP a déclaré qu'elle ne croyait pas être la seule à blâmer pour l'incapacité du GTDT de résoudre une seule des questions qui avaient surgi. Elle ne croyait pas non plus que le grand nombre de demandes de renseignements dénotait que M&NP n'avait pas tout fait en son pouvoir pour résoudre les questions relatives aux droits et au tarif au sein même du GTDT.

M&NP a affirmé qu'elle croit au processus et qu'elle est prête à travailler à résoudre les problèmes au sein du GTDT. Elle a émis l'opinion que les difficultés pouvaient tenir en partie à la diversité des parties formant le GTDT et à leurs différentes perspectives, mais surtout à leur volonté de traiter exhaustivement, à la faveur d'une tribune publique, des questions que soulève cette toute première instance sur les droits. M&NP a bon espoir que le groupe pourra bien fonctionner à l'avenir.

Opinion de l'Office

L'Office continue de croire que le GTDT est un bon mécanisme pour permettre aux sociétés pipelinières et aux parties de régler des questions indépendamment des processus de l'Office, et d'épargner ainsi à toutes les parties les coûts et les dépenses de temps que suppose une audience. Cependant, l'Office hésite à intervenir dans la façon dont le GTDT mène ses activités et croit qu'il vaut mieux laisser aux parties en cause le soin de régler les problèmes liés aux rouages du GTDT. L'Office est toujours disponible pour examiner et trancher des questions, si une partie estime que le GTDT n'accorde pas une considération équitable à une question qui l'intéresse.

Chapitre 10

Droits provisoires et droits définitifs

Aux termes de l'ordonnance TGI-3-99, datée du 14 octobre 1999, l'Office a approuvé les droits que M&NP peut exiger, à titre provisoire, à compter du 1er novembre 1999.

L'Office juge que les droits définitifs devraient être appliqués de façon uniforme pour toute la période d'essai. M&NP devra rembourser à ses clients, ou recouvrer de ceux-ci, selon le cas, la différence entre les droits résultant des présents Motifs de décision et ceux qui ont été approuvés à titre provisoire en vertu de l'ordonnance TGI-3-99, y compris les frais financiers calculés au taux de rendement de la base tarifaire approuvé pour la période d'essai.

Dans ces Motifs de décision, l'Office a estimé l'impact de ses décisions sur les besoins en recettes de M&NP pour la période d'essai, sa base tarifaire et ses droits, compte tenu de l'information qu'il avait en main au cours de l'instance. L'Office n'a toutefois pas déterminé de façon définitive la base tarifaire, le taux de rendement de la base tarifaire, les besoins en recettes ou les droits définitifs qui sont autorisés pour la période d'essai.

Par conséquent, M&NP doit soumettre à l'approbation de l'Office de nouveaux droits, y compris les annexes justificatives, conformes aux décisions que l'Office a rendues dans les présents Motifs de décision. Ces droits, et les annexes justificatives, doivent être déposés sans tarder auprès de l'Office et signifiés aux parties intéressées de l'instance. Ce faisant, M&NP doit fournir des explications détaillées, y compris des tableaux ou des documents de travail, au besoin, pour établir à la satisfaction de l'Office que les nouveaux droits reflètent fidèlement ses décisions.

Décision

L'Office entend autoriser des droits définitifs qui sont uniformes pour toute la période d'essai. M&NP doit rembourser à ses clients, ou recouvrer de ceux-ci, selon le cas, la différence entre les droits résultant des présents Motifs de décision et ceux qui ont été approuvés à titre provisoire suivant l'ordonnance TGI-3-99, y compris les frais financiers calculés au taux de rendement de la base tarifaire approuvé pour la période d'essai.

L'Office donne instruction à M&NP de déposer immédiatement auprès de l'Office, et de signifier aux parties intéressées de l'instance, des droits définitifs pour la période d'essai qui reflètent les décisions qu'il a rendues sur les sujets examinés au cours de l'instance RH-1-2000.

Chapitre 11

Questions juridiques

11.1 Fardeau de la preuve

Certaines parties ont soulevé une question au sujet du fardeau qui incombe au demandeur de prouver sa cause. Voici ce que l'Office pense de cette question.

Dans les Motifs de décision RH-1-92 visant Westcoast Energy Inc., en date d'août 1992, l'Office a présenté son raisonnement sur la notion de fardeau de la preuve, à la lumière des faits du dossier dont il était saisi. Ces raisons valent encore aujourd'hui. Nous citons ci-après le passage pertinent, qui débute à la page 3 de cette décision :

> «L'Office n'a pas modifié sa position concernant le fardeau de la preuve qu'il a énoncée dans les Motifs de décision GH-2-87. Même si la question instruite dans le cadre de la présente audience est différente de celle qui avait été déposée devant l'Office à l'instance GH-2-87, le principe s'applique encore.
>
> «Le concept global du fardeau de la preuve comporte plusieurs volets. À l'instance GH-2-87, la question du fardeau de la preuve a été invoquée dans le contexte de l'obligation ultime ou générale dont le requérant doit s'acquitter à la clôture de l'audience pour obtenir le dédommagement (ou l'autorisation) sollicité dans sa demande. Le processus que le requérant adopte pour se dégager de son fardeau ultime de la preuve commence avec le dépôt de la demande car il est tenu de déposer auprès de l'Office une demande contenant suffisamment d'éléments de preuve pour constituer un dossier *prima facie* à l'appui du dédommagement (ou de l'autorisation) sollicité. Cette preuve est étoffée par les réponses aux demandes de renseignements, la preuve écrite et le contre-interrogatoire. Dépendamment des points forts et des faiblesses du dossier *prima facie* du requérant, le fardeau de la preuve peut être transféré aux intervenants au cours de l'audience qui doivent réfuter les allégations du requérant. Malgré ce déplacement apparent du fardeau de la preuve, le fardeau ultime, souvent appelé fardeau de ~~per~~suasion, incombe toujours au requérant. Ce dernier doit convaincre l'Office que, tout compte fait, le dédommagement (ou l'autorisation) sollicité dans sa demande devrait être accordé.
>
> «Pour s'acquitter du fardeau initial de présenter un dossier *prima facie*, le requérant doit déterminer l'étendue et la qualité de la preuve qu'il choisit de déposer. La question de savoir si cette preuve permettra ou non au requérant de s'acquitter du fardeau ultime de la preuve doit être examinée en fonction des conditions particulières de chaque cas. Qu'il nous suffise de dire que les intervenants ont la possibilité de contre-interroger et de présenter leur propre preuve à l'encontre de celle du requérant. Cependant, ils ne sont pas obligés de le faire car il revient à chaque intervenant de déterminer la mesure dans laquelle le fardeau de la preuve a été déplacé. En dernier ressort, il revient à l'Office de déterminer, à la lumière de l'ensemble de la preuve produite devant lui, si le requérant s'est acquitté du fardeau de la preuve ou non.»

L'Office n'entend pas modifier sa position sur l'attribution du fardeau de la preuve, car le principe demeure le même et s'applique en l'espèce.

En l'occurrence, M&NP a la responsabilité de prouver, suivant la prépondérance des probabilités, qu'elle devrait obtenir l'autorisation qu'elle a sollicitée. À cette fin, M&NP doit produire une preuve suffisante pour soutenir un dossier *prima facie* à la suite du contre-interrogatoire et du réinterrogatoire, s'il y en a un. La présentation des éléments de preuve du demandeur est alors terminée. C'est à ce moment-là que le fardeau probatoire peut passer aux intervenants qui réfuteront les allégations de M&NP en présentant leur propre preuve directe.

Le choix de l'intervenant de produire ou non une preuve directe pour appuyer un point de vue relève d'une décision tactique que seul l'intervenant doit prendre. Sous ce rapport, l'Office ne donne pas d'instructions aux parties sur la manière de présenter leur dossier. Toutefois, lorsque le demandeur présente un dossier particulièrement convaincant, l'intervenant qui décide de ne pas produire de preuve directe le fait à ses propres risques, car on pourrait accorder moins de poids à ses allégations qu'on ne l'aurait fait s'il avait présenté une preuve directe que le demandeur aurait pu questionné. En fin de compte, il n'y a aucune règle dictant dans quelles circonstances un intervenant devrait produire une preuve directe. L'intervenant, tout comme le demandeur, doit présenter une position qui s'appuie sur des faits. Au moment de rendre sa décision, l'Office accordera le poids voulu à tous les éléments de preuve produits devant lui et versés au dossier.

11.2 Règle de pratique prescrite à l'instance RH-1-99 et provenance de la preuve

Certaines parties ont soulevé des questions au sujet d'un jugement rendu par l'Office dans le cadre de sa décision RH-1-99 et de la question de savoir si les intervenants devaient produire une preuve directe pour étayer leur position. Le jugement en question, énoncé à la page 32 des Motifs de décision RH-1-99 visant TransCanada PipeLines Limited, en date d'avril 2000, se lit comme suit :

> «L'Office doit disposer d'un dossier complet des faits, y compris les résultats d'un contre-interrogatoire, pour être en mesure de juger des faits et de rendre des décisions judicieuses.
>
> «Comme règle de pratique, l'Office s'attend à ce que les contre-propositions et les nouvelles approches avancées par les parties soient présentées en preuve, puis débattues au cours de la plaidoirie. Ainsi, lorsqu'elles avancent des positions sur des questions de fond, les parties sont censées présenter les faits et leur plaidoirie, et non se contenter seulement de plaider.»

Selon l'Office, les faits peuvent être mis en lumière par la production d'une preuve directe, ou par d'autres moyens, comme un contre-interrogatoire, sans avoir à produire une preuve directe.

En contre-interrogatoire, l'Office admettra qu'un témoin soit questionné sur des faits dont il/elle a une connaissance personnelle. Il est bien entendu qu'un avocat peut s'opposer à une question posée à son témoin en invoquant un des motifs établis, comme la pertinence, le privilège ou la confidentialité.

Les faits peuvent également être établis par le dépôt de la demande et de la documentation à l'appui, par le dépôt de demandes de renseignements écrites et les réponses apportées à ces dernières, et d'autres

façons encore. Ces faits, ajoutés à ceux qui sont mis en lumière au moyen du contre-interrogatoire, du réinterrogatoire, de la preuve directe des intervenants et de la contre-preuve, le cas échéant, forment l'ensemble du dossier dont l'Office tient compte pour parvenir à sa décision, en accordant le poids approprié aux divers éléments du dossier dans chaque cas particulier.

Ce point de vue s'accorde avec le jugement rendu par l'Office dans l'instance RH-1-99, à savoir que les positions avancées doivent être appuyées par des faits et une plaidoirie, et pas seulement exposées en plaidoirie, ce qui n'implique pas, cependant, que l'intervenant doit produire une preuve directe pour soutenir sa position. Comme nous l'avons indiqué précédemment dans ces Motifs de décision, en traitant du fardeau de la preuve (section 11.1), un intervenant n'est pas obligé de produire une preuve directe. Qu'il choisisse de le faire ou non relève d'une décision tactique que lui seul peut prendre dans la conduite de son dossier.

11.3 Utilisation de décisions antérieures de l'Office

Certaines parties ont soulevé une question au sujet de l'utilisation de décisions antérieures de l'Office comme précédents. Voici les vues de l'Office sur la question.

À titre de tribunal administratif, l'Office s'efforce d'agir avec continuité, cohérence et une certaine marge de prévisibilité. Si un principe établi dans une décision antérieure peut être appliqué au cas dont il est saisi, compte tenu des faits de ce dernier, l'Office peut décider d'invoquer ce principe au moment de trancher le cas en question. Cependant, l'Office se garderait de régler le cas en se fondant uniquement sur des principes établis dans ses décisions antérieures. Cela serait limiter de façon inacceptable l'exercice de son pouvoir discrétionnaire que lui accorde la loi. L'Office tranche chaque cas en menant une instance en bonne et due forme, qui peut comprendre une audience orale (comme dans le cas présent), en accordant le poids qui convient à chaque élément de preuve faisant partie du dossier, et en tenant compte de toutes les questions sur lesquelles il est appelé à se prononcer. Chaque cas est et doit être jugé selon son bien-fondé.

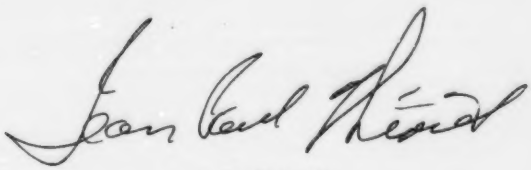
De plus, l'Office estime que le fait de s'en tenir rigoureusement à ses décisions antérieures limiterait sa capacité de s'adapter à de nouvelles situations ou à l'évolution des politiques afin de recontrer son mandat.

Par conséquent, l'Office juge qu'il n'est pas lié par les précédents, ou par le principe de l'autorité des précédents (*stare decisis*), lorsqu'il se prononce sur un cas donné. Cependant, il peut, dans des cas précis, décider de tenir compte de principes définis dans des décisions antérieures et de les appliquer.

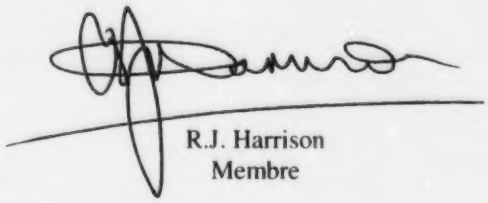
Chapitre 12

Dispositif

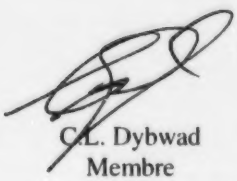
Les chapitres qui précèdent, ainsi que l'ordonnance TG-5-2000, constituent nos motifs de décision et notre décision relativement aux questions examinées au cours de l'instance RH-1-2000.



J.-P. Théorêt
Membre président



R.J. Harrison
Membre



C.L. Dybwad
Membre

Calgary (Alberta)
Août 2000

Annexe I

Ordonnance TG-5-2000

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

PAR SUITE D'une demande en date du 28 février 2000, dans sa version modifiée, que Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) a présentée aux termes du paragraphe 19(2) et de la partie IV de la Loi pour solliciter l'approbation des droits définitifs exigibles à compter du 1er décembre 1999; demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office) sous le numéro 4200-M124-1.

DEVANT l'Office, le 25 août 2000.

ATTENDU QUE M&NP, dans une demande déposée auprès de l'Office le 28 février 2000 et modifiée par la suite, a sollicité la délivrance d'une ou de plusieurs ordonnances, aux termes du paragraphe 19(2) et de la partie IV de la Loi, fixant les droits justes et raisonnables qu'elle pourra exiger pour la période allant du 1er décembre 1999 au 30 septembre 2000 au titre des services de transport qu'elle fournit;

ATTENDU QUE l'Office a délivré l'ordonnance TGI-3-99 autorisant les droits que M&NP pouvait exiger à titre provisoire, à compter du 1er novembre 1999, pour les services de transport fournis;

ATTENDU QUE, conformément à l'ordonnance d'audience RH-1-2000, l'Office a tenu une audience publique à Halifax (Nouvelle-Écosse), au cours de laquelle il a entendu la preuve et les arguments présentés par M&NP et toutes les parties intéressées;

ATTENDU QUE les décisions rendues par l'Office à l'égard de la demande de M&NP sont énoncées dans les Motifs de décision RH-1-2000, en date d'août 2000, et dans la présente ordonnance.

IL EST ORDONNÉ QUE :

1. M&NP doit calculer les nouveaux droits conformément aux décisions énoncées dans les Motifs de décision RH-1-2000 et doit soumettre immédiatement à l'approbation de l'Office, et signifier à tous les intervenants à l'instance RH-1-2000, les nouveaux droits ainsi calculés et les annexes justificatives.

2. Qu'aux fins de la comptabilité, de la conception des droits et de la tarification, M&NP applique des méthodes conformes aux décisions de l'Office énoncées dans les Motifs de décision RH-1-2000;

3. Que l'ordonnance TGI-3-99, autorisant les droits que M&NP peut exiger à titre provisoire, est révoquée et que les droits autorisés en vertu de cette ordonnance sont révoqués à la fin de la journée du 30 septembre 2000;

4. Que M&NP perçoive à titre de droits définitifs, relativement aux services de transport fournis à compter du 1er décembre 1999, les droits autorisés suivant l'alinéa 1 de la présente ordonnance.

5. Que M&NP rembourse la partie des droits perçus aux termes de l'ordonnance TGI-3-99 qui excède les droits que l'Office a établis comme étant justes et raisonnables suivant la présente ordonnance ou, selon le cas, que M&NP recouvre la partie des droits établis suivant la présente ordonnance qui excède les droits qu'elle a perçus aux termes de l'ordonnance TGI-3-99, y compris les frais financiers encourus sur le montant ainsi remboursé ou recouvré, calculés au taux de rendement de la base tarifaire approuvé aux termes des Motifs de décision RH-1-2000.

6. Que le remboursement ou le recouvrement autorisé en vertu de la présente ordonnance soit effectué sans délai.

7. Que M&NP dépose immédiatement auprès de l'Office, et signifie à toutes les parties intéressées de l'instance RH-1-2000, des modifications à son tarif, y compris les nouveaux droits, conformes aux décisions énoncées dans les Motifs de décision RH-1-2000, en date d'août 2000, et à la présente ordonnance.

8. Que toute disposition ou partie de disposition relative aux droits ou au tarif de M&NP qui va à l'encontre des dispositions de la Loi, des Motifs de décision RH-1-2000 de l'Office ou de toute ordonnance de l'Office, y compris la présente ordonnance, est révoquée.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le secrétaire,

Michel L. Mantha

Annexe II

Position conjointe sur les droits et les latéraux

M&NP est une des parties signataires de la Position conjointe sur les droits et les latéraux datée du 19 juin 1997, entente conclue avec les représentants du consortium Sable Offshore Energy Project (SOEP) et les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick. Les dispositions relatives aux droits se lisent comme suit :

«Sous réserve des conditions énoncées ci-après, les signataires confirment leur engagement à l'égard du barème de droits timbre-poste que demande M&NP et qu'elle a soumis à la Commission. Pour que la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick bénéficient tous deux de taux plus bas dans le but d'aider à développer le marché canadien, M&NP s'engage, pour les huit premières années, à réduire de 10 % les droits applicables au service de transport garanti vers des points de livraison situés en Nouvelle-Écosse et d'offrir ensuite une réduction de 4 % pour chacune des deux années subséquentes. M&NP s'engage aussi, pour les trois premières années, à réduire de 4 % les droits applicables au service de transport garanti vers des points de livraison situés au Nouveau-Brunswick. Il est entendu que M&NP tiendra compte de tout manque à gagner dans les recettes associé aux réductions en rajustant son amortissement.»

Annexe III

Liste des questions

L'Office a défini les questions suivantes en vue de leur examen au cours de l'audience (cette liste n'est cependant pas exhaustive) :

1. La base tarifaire qui convient pour l'année d'essai, ce qui comprend les questions touchant les éléments devant y être inclus, les écarts entre les coûts réels et prévus, les calculs associés à la PFUDC et la capitalisation des coûts d'exploitation et d'ingénierie.

2. Le débit qui convient pour l'année d'essai, y compris les questions touchant les facteurs déterminants de la demande et la répartition des coûts.

3. Les besoins en recettes qui conviennent pour l'année d'essai, y compris les questions touchant les dépenses d'exploitation et d'entretien, le calcul du rendement lié au recouvrement du coût de la dette et du rendement du capital-actions, de l'impôt sur le revenu, des taxes municipales et autres, et de la dépréciation.

4. Le caractère approprié des comptes de report proposés, y compris l'utilisation proposée de ces derniers.

5. Les questions relatives à l'administration des rabais provinciaux en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, y compris les dates d'entrée en vigueur de ces rabais et les points de livraison auxquels ils s'appliquent.

6. Les dispositions de l'article 4.4 des Conditions générales visant le droit de résilier ou de proroger des ententes de transport à long terme.